

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA

**“DISEÑO DE UN GENERADOR ÉOLICO DE EJE VERTICAL  
TIPO DARRIEUS HELICOIDAL DE 3 KW”**

TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRA EN INGENIERÍA MECÁNICA  
PRESENTA

**ING. NURIA NELLY MENDOZA CERÓN**

DIRECTOR:

DR. MARIO EMIGDIO RODRÍGUEZ CASTILLO

SINODALES:

DR. CELERINO RESÉNDIZ ROSAS

DR. ABDIEL GÓMEZ MERCADO

110 Páginas

Pachuca de Soto, Hidalgo Noviembre de 2017.



**División de Estudios de Posgrado e Investigación**  
**Maestría en Ingeniería Mecánica**  
**ACTA**

Siendo las 13:00 horas del 24 de Febrero de 2017, reunidos en el aula U6, el Consejo de Posgrado en Ingeniería Mecánica manifiesta la APROBACIÓN del trabajo de Tesis titulado: Diseño de un generador eólico de eje vertical tipo Darrieus helicoidal de 3 kW, con el siguiente contenido:

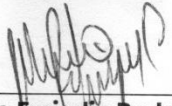
Resumen/Abstract  
Nomenclatura  
Introducción  
Contenido  
Índice de cuadros, gráficas y figuras.  
1. Antecedentes  
2. Marco Teórico  
3. Metodología de diseño  
Conclusiones  
Bibliografía  
Apéndices

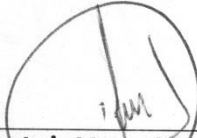
Para cubrir el requisito correspondiente a la Tesis para que la Ing. Nuria Nelly Mendoza Cerón obtenga el grado de Maestría en Ingeniería Mecánica, bajo la dirección del Dr. Mario Emigdio Rodríguez Castillo, profesor de la Maestría en Ingeniería Mecánica de la División de Estudios de Posgrado e Investigación.

**ATENTAMENTE**

*"EL HOMBRE ALIMENTA EL INGENIO EN CONTACTO CON LA CIENCIA"*

**EL CONSEJO DE POSGRADO**

  
\_\_\_\_\_  
**Dr. Mario Emigdio Rodríguez  
Castillo**

  
\_\_\_\_\_  
**Dr. Luis Manuel Palacios  
Pineda**

  
\_\_\_\_\_  
**Dra. Erika Osiris Ávila Dávila**

  
\_\_\_\_\_  
**Dr. Ignacio Ramírez Vargas**

  
\_\_\_\_\_  
**Dr. Celerino Reséndiz Rosas**

C.p. Archivo  
LMPP/Impp



"Año del Centenario de la Promulgación de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos"

Pachuca, Hidalgo, **28/NOVIEMBRE/2017**

OFICIO No. DEPI-210-2017

**C. ING. NURIA NELLY MENDOZA CERÓN  
PRESENTE**

El que suscribe, Jefe de la División de Estudios de Posgrado e Investigación, le comunica que los miembros de la Comisión Revisora, designada por el Consejo de Posgrado de la Maestría en Ingeniería Mecánica para examinar su Tesis:

"Diseño de un generador eólico de eje vertical tipo Darrieus helicoidal de 3 kW"

se han reunido, y después de intercambiar opiniones manifiestan su aprobación de la Tesis, en virtud que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes y en consecuencia, se autoriza su impresión.

Sin otro particular por el momento, quedo de Usted.

**ATENTAMENTE**

"EL HOMBRE ALIMENTA EL INGENIO EN CONTACTO CON LA CIENCIA"

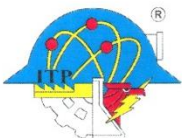
**DR. MARIO EMIGDIO RODRÍGUEZ CASTILLO  
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**



SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA  
TECNOLÓGICO NACIONAL  
DE MÉXICO  
I. T. PACHUCA  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE  
POSGRADO E INVESTIGACIÓN

c.c.p.: Archivo

MERC/Imp



# Agradecimientos

---

Gracias a mis padres por estar presentes durante mi crecimiento, por sus consejos y su apoyo en el cumplimiento de cada una de mis metas, quiero expresar mi infinita gratitud hacia ustedes mis mentores, ya que no hay nada que pueda pagar todo lo que han hecho por mí.

A mi hermano por la motivación que cada día me otorga y su ayuda durante el desarrollo de este trabajo.

A mis amigos por ser parte del camino de la vida y la familia que elegimos, no hay palabras suficientes para expresar lo agradecida que estoy con ustedes.

Finalmente quiero agradecer a cada uno de los doctores del área de posgrado del Instituto Tecnológico de Pachuca por compartir conmigo sus conocimientos además guiarme durante mi formación dentro de la institución y a Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo económico otorgado.

# Resumen

---

En el presente trabajo de tesis se detalla el procedimiento de diseño de una turbina eólica de eje vertical Darrieus de palas helicoidales específicamente para la zona de Pachuca. Para llegar a la meta establecida se utiliza una metodología de diseño la cual permita encarar las dificultades del proyecto.

Ya establecido el problema, se exponen las especificaciones del diseño comenzando por la localización de las necesidades y continuando con la propuesta del diseño de una turbina. Posteriormente al análisis de ingeniería, se dibujan los planos del generador eólico con el objetivo de fabricarlo además de probar su funcionamiento en condiciones reales de operación. Se establece material y costos, mano de obra y producción del prototipo.

Durante el desarrollo del diseño se utilizaron diferentes softwares para la realización del modelo CAD, cada uno de las piezas del prototipo se modelaron en SolidWorks, los análisis estáticos de esfuerzos y deformaciones se utilizó Ansys así como también SolidWorks , por otra parte para el cálculo de fuerzas se utilizo XFOIL.

# Abstract

---

In this thesis, the procedure for designing a wind turbine of Darrieus vertical axis of helical blades specifically for the Pachuca area is detailed. In order to reach the established goal, a design methodology is used to address the difficulties of the project.

Once the problem has been established, the design specifications are explained starting with the location of the needs and continuing with the proposal of the design of a wind turbine. After the engineering analysis, the plans of the wind generator are drawn up with the aim of making it, besides proving its operation under real operating conditions. Material and costs, labor and production of the prototype are established.

During the development of the design different softwares were used for the realization of the CAD model, each of the pieces of the prototype were modeled in SolidWorks, the static analysis of stresses and deformations was used Ansys as well as SolidWorks, on the other hand for the calculation of forces XFOIL was used.

# Índice

---

INTRODUCCIÓN.....	1
JUSTIFICACIÓN.....	2
OBJETIVO.....	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
<b>CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES .....</b>	<b>4</b>
1.1 ANTECEDENTES.....	4
1.2 ENERGÍAS RENOVABLES .....	7
1.3 POTENCIAL EÓLICO .....	8
1.3.1 PARÁMETROS DEL POTENCIAL EÓLICO .....	8
1.4 VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO .....	8
1.5 GENERADORES EÓLICOS DE EJE HORIZONTAL (HAWT) VS GENERADORES EÓLICOS DE EJE VERTICAL (VAWT).....	9
1.6 CLASIFICACIÓN DE LOS GENERADORES EÓLICOS DE EJE VERTICAL (VAWT).....	10
1.7 CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES VAWTS.....	12
<b>CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>13</b>
2.1 GENERADOR DE EJE VERTICAL TIPO DARRIEUS.....	13
2.2 FUNCIONAMIENTO DEL ROTOR.....	15
2.3 DINAMICA DEL ROTOR EN 2D.....	15
2.4 DESEMPEÑO DEL PERFIL AERODINAMICO .....	18
2.4.1 RELACION DE ANGULO DE ATAQUE Y VELOCIDAD DE PUNTA .....	18
2.4.2 BURBUJAS DE SEPARACION LAMINAR .....	18
2.4.3 CARACTERISTICAS DE BLOQUEO .....	19
2.5 AERODINAMICA DEL ROTOR DARRIEUS .....	19
2.5.1 ZONA PROXIMA A LA ESTELA .....	19
2.5.2 AERODINAMICA INESTABLE .....	20
2.5.3 CAMBER VIRTUAL .....	20
2.5.4 BLOQUEO DINAMICO .....	20
2.5.5 FLUJO SESGADO .....	21
2.5.6 PALAS HELICOIDALES .....	22
2.5.7 BARRIDO .....	23
2.6 TEORIA DE IMPULSO UNIDIMENCIONAL Y LIMITE DE BETZ .....	25
2.7 VARIACION DEL ANGULO DE ATAQUE .....	30
2.8 AERODINÁMICA COMPUTACIONAL.....	32
2.8.1 MODELO DEL MOMENTO .....	32
2.8.1.1 MODELO DE TUBO DE CORRIENTE ÚNICO.....	33
2.8.1.2 MODELO DE TUBO DE CORRIENTES MÚLTIPLE .....	33
2.8.1.3 MODELO DOBLE DE TUBO DE CORRIENTE MÚLTIPLE .....	35
2.8.2 MODELO VORTEX.....	35
2.8.3 MODELO CASCADA.....	38
2.9 MÉTODOS DE DISCRETIZACIÓN PARA DINÁMICA COMPUTACIONAL DE FLUIDOS CFD.....	39
2.9.1 MÉTODO DE DIFERENCIAS FINITAS (FDM) .....	39

2.9.2 MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS (FEM).....	40
2.9.3 MÉTODO DEL VOLUMEN FINITO (FVM) .....	40
2.10 MODELOS DE TURBULENCIA EN CFD .....	40

**CAPÍTULO 3 METODOLOGIA DEL DISEÑO..... 42**

3.1 METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DEL ROTOR.....	42
3.1.1 DETERMINAR LA APLICACIÓN .....	42
3.1.2 SELECCIONAR TOPOLOGÍA .....	42
3.1.2.1 ORIENTACION DEL EJE DEL ROTOR: HORIZONTAL O VERTICAL.....	43
3.1.2.2 CONTROL DE POTENCIA DEL ROTOR: STALL, PITCH, YAW O SUPERFICIES AERODINAMICAS.....	43
3.1.2.3 VELOCIDAD DEL ROTOR: CONSTANTE O VARIABLE.....	44
3.1.2.4 RELACION DE VELOCIDAD Y SOLIDEZ DE LA PUNTA DEL DISEÑO .....	44
3.1.2.5 EJE : RIGIDO, OSCILANTE, PALAS ARTICULADAS, GIMBALLED.....	45
3.1.2.6 RIGIDEZ:FLEXIBLE O RIGIDEZ.....	45
3.1.2.7 NUMERO DE PALAS .....	45
3.1.2.8 VELOCIDAD DEL GENERADOR .....	46
3.1.2.9 ESTRUCTURA DE LA TORRE .....	47
3.1.2.10 LIMITACIONES DEL DISEÑO .....	47
3.1.3 ESTIMACIÓN PRELIMINAR DE CARGAS.....	47
3.1.4 DESARROLLO DEL DISEÑO TENTATIVO.....	47
3.1.5 PREDECIR EL RENDIMIENTO .....	48
3.1.6 ESTIMACION DE COSTOS Y COSTOS DE ENERGIA .....	48
3.2 SELECCIÓN DEL ROTOR.....	48
3.3 ELECCION DEL ROTOR .....	48
3.4 PROPUESTA DE DISEÑO .....	50
3.5 DESARROLLO DEL DISEÑO.....	52
3.5.1 PROPUESTA Y ANALISIS DE LAS ESPECIFICACIONES DEDISEÑO .....	52
3.5.1.1 AREA DE TRABAJO.....	53
3.5.2 DISEÑO CONCEPTUAL.....	55
3.5.2.1 SECCION CENTRAL.....	58
3.5.2.2 ROTOR.....	60
3.5.3 DISEÑO DE DETALLE .....	61
3.5.4 FABRICACION .....	62
3.5.4.1 ALABES .....	62
3.5.4.2 PARTE CENTRAL DEL ROTOR.....	63
3.5.4.3 BRAZOS.....	64
3.5.4.4 FLECHA .....	65
3.5.4.5 COSTOS DE FABRICACION.....	65
3.5.5 ENSAMBLAJE.....	66
3.5.6 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO.....	67

**CAPÍTULO 4 CONCLUSIONES..... 70**

**BIBLIOGRAFÍA..... 71**

**ANEXOS..... 74**



# Índice de figuras

<b>CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES.....</b>	<b>4</b>
FIGURA 1. IMAGEN DE UN MOLINO DE VIENTO PERSA.....	4
FIGURA 2. TURBINAS EÓLICAS DE EJE VERTICAL: (A) TIPO DARRIEUS DE CUCHILLA CURVA CON UNA, (B) TIPO MUSGROVE DE HOJA RECTA (TIPO H) Y (C) TIPO MUSGROVE CON MECANISMO DE SUJECCIÓN .....	6
FIGURA 3. A) FUNCIONAMIENTO VAWT TIPO ARRASTRE (SAVONIUS) Y B) FUNCIONAMIENTO DEL ROTOR TIPO ELEVADOR (DARRIEUS).....	11
<b>CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>13</b>
FIGURA 4. CRONOLOGÍA DEL DESARROLLO DE DARRIEUS VAWT.....	14
FIGURA 5. REPRESENTACION DEL ANGULO DE ATAQUE .....	15
FIGURA 6. VISTA SUPERIOR 2D DE UN ROTOR DE TRES PALAS, QUE MUESTRA LOS TRIANGULOS DE VELOCIDAD Y LAS FUERZAS AERODINAMICAS RESULTANTES DURANTE SU FUNCIONAMIENTO .....	16
FIGURA 7. COEFICIENTES DE SUSTENTACION, ARRASTRE Y MOMENTO DE LANZAMIENTO QUE ACTUAN SOBRE EL CENTRO AERODINAMICO DE LA SECCION TRANSVERSAL DE LA CUCHILLA .....	17
FIGURA 8. VISTA SUPERIOR DE UN ROTOR DARRIEUS HELICOIDAL.....	23
FIGURA 9. REPRESENTACIÓN DEL ÁNGULO DE BARRIDO EN UNA PALA HELICOIDAL .....	24
FIGURA 10. ELEMENTO PERTENECIENTE A HOJA INCLINADA EN UN ÁNGULO DE BARRIDO .....	24
FIGURA 11. MODELO DEL DISCO DE ACTUADOR EN UNA TURBINA EÓLICA, U, VELOCIDAD MEDIA DEL AIRE; 1, 2, 3 Y 4 INDICAN UBICACIONES DE ESTA .....	26
FIGURA 12. LOS PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO PARA UNA TURBINA DE BETZ; U, VELOCIDAD DEL AIRE NO PERTURBADO; U4, LA VELOCIDAD DEL AIRE DETRÁS DEL ROTOR; CP, COEFICIENTE DE POTENCIA; CT, COEFICIENTE DE EMPUJE.....	29
FIGURA 13. VELOCIDADES DE FLUJO DE VAWT TIPO DARRIEUS DE CUCHILLA RECTA.....	31
FIGURA 14. FUERZAS QUE ACTUAN SOBRE EL ELEMENTO DE PALA .....	32
FIGURA 15. MODELO DE TUBO DE CORRIENTE ÚNICO.....	33
FIGURA 16. MODELO DE TUBO DE CORRIENTES MÚLTIPLE .....	34
FIGURA 17. MODELO DOBLE DE TUBO DE CORRIENTE MÚLTIPLE .....	35
FIGURA 18. MODELO DE VÓRTICE .....	36
FIGURA 19. MODELO DE CASCADA.....	39
<b>CAPÍTULO 3 METODOLOGIA DEL DISEÑO.....</b>	<b>42</b>
FIGURA 20. PROPUESTAS DEL ROTOR .....	50
FIGURA 21. MODELO CAD DE LA ESTRUCTURA DEL ALABE .....	52
FIGURA 22. ENSAMBLE DE LA SECCION CENTRAL .....	58
FIGURA 23. TENSIONES DE VON MISES PRESENTADAS EN EL ANÁLISIS ESTÁTICO DE LA SECCIÓN CENTRAL. ....	58
FIGURA 24. DEFORMACION EN LA SECCION CENTRAL .....	59
FIGURA 25. TENSIONES DE VON MISES PRESENTADAS EN EL ANÁLISIS ESTÁTICO DE LAS CUCHILLAS.....	59
FIGURA 26. DEFORMACIÓN UNITARIA RESULTANTE PRESENTADA EN EL ANÁLISIS ESTÁTICO .....	60
FIGURA 27. VECTORES DE VELOCIDAD.....	60
FIGURA 28. CONTORNOS DE PRESION .....	61
FIGURA 29. PROPUESTA DEL ROTOR .....	61
FIGURA 30. PARTES DE LA COSTILLA .....	62
FIGURA 31. ENSAMBLE DE LARGUEROS CON COSTILLAS .....	63

FIGURA 32. ENSAMBLE DE CUBIERTA EXTERIOR CON LA ESTRUCTURA INTERIOR .....	63
FIGURA 33. MODELO CAD DEL DISCO SUPERIOR Y DISCO INFERIOR .....	64
FIGURA 34. MODELO CAD DE LA PARTE CENTRAL DEL ROTOR .....	64
FIGURA 35. MODELO CAD BRAZO .....	64
FIGURA 36. FLECHA .....	65
FIGURA 37. ESAMBLE DEL ROTOR.....	66
FIGURA 38. INSTALACION DE PROTOTIPOS PARA PRUEBAS .....	67

# Índice de tablas

---

<b>CAPÍTULO 3 METODOLOGIA DEL DISEÑO.....</b>	<b>42</b>
TABLA 1. ANALISIS DE PROPUESTAS DE DISEÑO.....	49
TABLA 2. TABLA COMPARATIVA DE LAS PROPUESTAS DE ROTORES HELICOIDALES .....	51
TABLA 3. PARAMETROS CLIMATICOS EN PACHUCA. ....	53
TABLA 4. COSTOS DEL ROTOR.....	65
TABLA 5. COSTOS DE LA BASE DEL GENERADOR.....	66
TABLA 6. MEDICIONES DE PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO.....	70

# Nomenclatura

---

$A$	Área de la sección transversal
$AoA$	Ángulo de ataque
$a$	Factor de inducción axial
$b$	Aumento del espesor de la cuchilla
$c$	Cuerda del perfil
$C_n$	Coefficiente de fuerza normal
$C_p$	Coefficiente de potencia
$C_{pt}$	Coefficiente de potencia del rotor
$C_Q$	Coefficiente de par
$C_T$	Coefficiente de empuje
$C_t$	Coefficiente de fuerza tangencial
$\mathbf{D}$	Fuerza de arrastre
$\hat{\mathbf{e}}$	Vector unitario
$\gamma$	Ángulo de inclinación de la pala
$\mathbf{L}$	Fuerza de sustentación
$\mathbf{M}$	Momento de lanzamiento
$\dot{m}$	Flujo másico
$\eta_{Total}$	Eficiencia total
$\eta_{mecanica}$	Eficiencia del rotor
$\theta$	Ángulo de acimut
$P$	Poder del rotor
$P_{Salida}$	Potencia de salida
$q$	Presión dinámica del viento
$R$	Radio de la turbina
$rpm$	Revoluciones por minuto
$T$	La fuerza del viento sobre la turbina eólica
$U$	Velocidad del aire
$U_1$	Velocidad de entrada
$U_2, U_3$	Velocidad en la sección media
$U_4$	Velocidad de salida
$\mathbf{U}_{vl}$	Vector del viento local
$\mathbf{U}_\infty$	Velocidad del viento en condiciones de flujo libre
$V_a$	Velocidad axial del flujo
$V_c$	Velocidad cordal del componente
$V_n$	Velocidad normal del componente
$\mathbf{v}$	Velocidad inducida
$\mathbf{V}$	Velocidad aparente del viento
$\alpha$	Ángulo de ataque
$\beta$	Ángulo de aleteo
$\theta$	Ángulo azimutal
$\vartheta$	Viscosidad cinemática
$\Lambda$	Ángulo de barrido
$\lambda$	Relación de velocidad de punta

$\mu$	Viscosidad dinámica
$\xi$	Ángulo de giro de la pala
$\rho$	La densidad del aire
$\sigma$	Solidez del rotor
$\omega$	Velocidad angular
$\omega_r$	Velocidad relativa del viento
$\Omega$	Velocidad del rotor

# Abreviaturas

---

AMDEE	Asociación Mexicana de Energía Eólica
BEM	Momento de elemento de la pala
CFD	Dinámica de fluidos computacional
DOE	Departamento de energía de E.U.
FDM	Método Diferencias Finitas
FEM	Método de Elementos Finitos
FVM	Método del Volumen Finito
HAWT	Turbina eólica de eje horizontal
LES	La gran simulación de Eddy
NACA	Comité Asesor Nacional de Aeronáutica
NRC	Consejo nacional de investigación de Canadá
RANS	Modelo de turbulencia de Ecuaciones promediadas de Reynolds Navier-Stokes
SNL	Sandia Laboratorios Nacionales
SST	Shear-Stress Transport
URANS	Modelo de turbulencia inestable
VAWT	Turbina eólica de eje vertical

# Introducción

---

En el año 2016 más de 170 países firmaron el acuerdo de París dentro de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, dentro de ellos México, en el cual establece un plan de acción de medidas para la reducción de emisiones de gases contaminantes a través de la mitigación, adaptación y resiliencia de los ecosistemas a efectos del calentamiento global, su aplicación sería para el año 2020, cuando finalizara la vigencia del Protocolo de Kioto [1].

México forma parte de los 40 países que más genera gases contaminantes en el mundo, ya que desde 1970 al 2013 ha incrementado 4 veces la generación de  $CO_2$  [2]. Como una medida para mantener el incremento de la generación de gases contaminantes en el país se ha impulsado el desarrollo de proyectos para la explotación de las energías renovables como fuente de generación de energía eléctrica.

En México la energía eólica va desarrollándose poco a poco. En el país se han instalado 1570 turbinas eólicas con un potencial de 2551 MW hasta el 2014 esperando poder llegar a los 15000 MW en un periodo que va de 2020 al 2022 conforme a la Asociación Mexicana de Energía eólica (AMDEE), a pesar de esto México tiene un desarrollo pequeño dentro del campo de la energía eólica a comparación de otros países como por ejemplo Dinamarca que el 30% de su consumo de energía proviene de la energía eólica.

El uso de la energía eólica no es nuevo, ya que desde tiempos remotos se ha utilizado como impulsora para barcos o para los molinos [3]. Los principales dispositivos empleados para el aprovechamiento de la energía cinética causada por el viento son los generadores eólicos. Existen dos tipos de generadores eólicos los de eje horizontal (HAWT) y los de eje vertical (VAWT). El primer grupo (HAWT) han tenido mayor línea de investigación de los de eje vertical debido que tiene mayor rendimiento y generan un poco más de energía. Por otro lado los generadores de eje vertical tienen como ventaja que no requieren un sistema de orientación ya que pueden captar el viento desde cualquier dirección, son más amigables con la fauna y pueden funcionar con velocidades del viento bajas.

En ambientes urbanos, los generadores de eje vertical funcionan excepcionalmente bien debido a que son omnidireccionales, no producen demasiado ruido y no ocupan demasiado espacio por lo que pueden ser instalados con facilidad como por ejemplo en la azotea de un edificio. Sin embargo, su rendimiento de auto arranque es bajo y generalmente requieren fuentes externas de energía para poder acelerar desde el

reposo; Por ejemplo usando un motor eléctrico. Aunque la cantidad de energía consumida pueda ser baja durante el arranque implicaría mayor complejidad dentro el diseño del dispositivo.

Dentro de los generadores eólicos de eje vertical se encuentran distintos tipos como los de palas rectas también llamados tipo "H", tipo Troposkien que es de cuchillas curvas sujetas por un cable y los de palas helicoidales. Gorlov [4] comparó la salida de potencia de un rotor de palas rectas y un rotor helicoidal del mismo radio y altura, determinando que la turbina helicoidal demostró una potencia de salida mayor sobre el diseño del rotor de cuchillas rectas, aproximadamente del 50% en algunas velocidades de rotación.

El desarrollo de este trabajo va enfocado al diseño de una turbina eólica de eje vertical tipo Darrieus de palas helicoidales que pueda ser empleado tanto en zonas urbanas (casas, edificios) asimismo como en zonas de difícil acceso donde no pueda llegar la red convencional de energía eléctrica adicionalmente que apoye a las medidas de control de emisiones de gases contaminantes dentro del país.

Este proyecto se dirige en la identificación de estrategias que podrían utilizarse para el desarrollo del diseño del rotor Darrieus y en las condiciones de auto arranque del mismo. se comenzara con los antecedentes y una visión general de los VAWT, el rotor Darrieus, su funcionamiento. Después se verá la base teórica para el desarrollo del diseño del prototipo, las especificaciones y la metodología del diseño.

## **Justificación**

Cada día se busca implementar el uso de las energías renovables alrededor del mundo. Estas energías son aquellas que se obtienen a través de recursos naturales inagotables, en su mayoría el sol. La energía eólica es aprovechada a partir de molinos de viento o aerogeneradores que transforman la energía cinética del viento en energía mecánica. Por ello se diseñará un generador eólico de eje vertical para la zona de Pachuca. La selección de este tipo de generador (VAWT) se debe a la necesidad de implementarlo tanto en zona urbana como en zonas rurales donde el acceso a la red eléctrica es difícil por la orografía del lugar, ya que gracias a sus características no es tan grande como un aerogenerador de eje horizontal, es amigable con la fauna, no requiere sistema de orientación por lo que se puede reducir costos.



## **Objetivo**

El objetivo de este trabajo es diseñar y construir un rotor eólico de eje vertical tipo Darrieus helicoidal de 3KW.

## **Objetivos específicos**

- ✓ Determinar los parámetros de diseño que cumplan con las necesidades establecidas.
- ✓ Diseñar el rotor de acuerdo a las especificaciones establecidas.
- ✓ Evaluar los resultados obtenidos mediante simulación para el desarrollo del prototipo.
- ✓ Construir el prototipo del generador eólico para la ciudad de Pachuca.

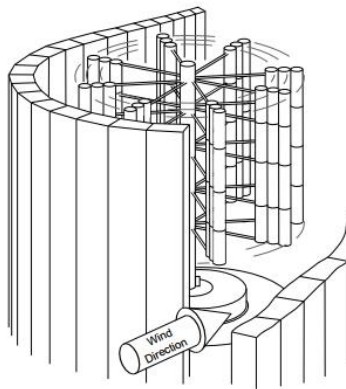
# Capítulo 1

---

## 1.1 Antecedentes

A través de los años el aprovechamiento de la energía eólica ha ido incrementando y aquí en especial se estudiará el desarrollo de los generadores eólicos de eje vertical (VAWT). Esto es con el fin de proporcionar una idea clara acerca del desarrollo de este en la tesis. Para comenzar su estudio de debe otorgar un panorama general sobre el desarrollo de la energía eólica a través de la historia. El uso de la energía del viento ha existido durante milenios, en sus inicios como impulso para veleros, después como impulsor de las aspas de los molinos para moler el grano. Los primeros textos sobre los molinos de viento remontan alrededor del siglo X en Persia [3], aunque existe la posibilidad de que hayan estado anteriormente a esa época. Un dibujo, fechado alrededor de 1300 A.C, muestra un molino de viento con velas de tela orientadas alrededor de un eje vertical.

El molino de viento ilustrado en la Figura 1 es una representación de un diseño en uso en Persia (actualmente Afganistán) hasta por lo menos la mitad del siglo XX [3,5], esta puede ser una representación del uso de los primeros generadores eólicos de eje vertical en la antigua Persia [3].



**Figura 1. Imagen de un molino de viento Persa [3].**

En esa época (1300 A.C.) los molinos de viento consistían en tela o en fajos de caña alrededor de un eje montado sobre piedras de molino, las paredes del molino se construyeron con el fin de forzar el flujo del viento para que este solo pudiera pasar alrededor del eje. La única diferencia importante entre los molinos de viento verticales utilizados en Afganistán en el siglo XX y la del dibujo de 1300 A.C. es la

posición de las rocas en el original estaban colocadas por encima del molino en lugar de la parte inferior.

En el caso de los molinos de viento de eje horizontal no se conoce a ciencia cierta en que época iniciaron aunque su uso va del siglo XIII y el siglo XIV en el noroeste de Europa [3].

En aquella época habrían sido más eficientes a comparación de los de eje vertical. Estos molinos de viento fueron una fuente dominante de energía mecánica durante varios siglos hasta el descubrimiento de la máquina de vapor [5].

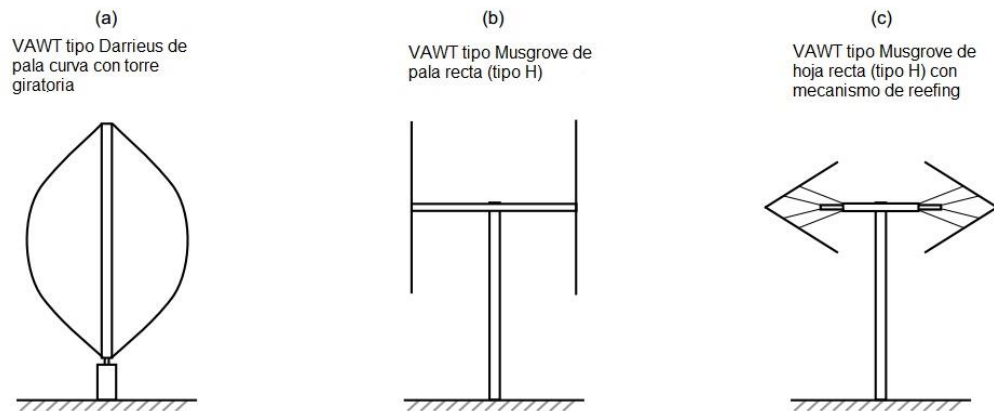
En 1888 con Charles F. Brush [3,5], se emprende la idea de generar electricidad a través del viento, construyó con éxito una turbina de viento de 12 kW con un rotor de 144 palas y un diámetro de 17 m de gran solidez similar a un molino de viento común en las granjas americanas. Por otro lado Poul LaCour diseñó varios generadores de 5 a 25 kW, en base a las cuales dieron lugar a la construcción de cientos de turbinas, sus diseños ayudaron a comprender la ciencia de la aerodinámica (incluyendo la prueba de túnel de viento), además de dar a conocer lo que hoy en día son serían turbinas de viento[3].

El desarrollo de las turbinas eólicas mostró un gran progreso durante el siglo XX, por una parte al desarrollo de la aviación y a una mejor comprensión de la aerodinámica. Se ha tenido mayor interés en desarrollo de generadores con mayor solidez y alta velocidad conformados por dos o tres palas parecidas a alas como antepasados de los generadores eje horizontal. Por otra parte en el año 1931 George Darrieus [6] describe un rotor de dos o tres palas unidos a una torre giratoria central. Esta patente abarca tanto rotores con palas rectas como curvas, aunque en este trabajo solo interesa los rotores con las palas helicoidales.

El principio del rotor Darrieus es como se otorga la forma de Troposkien (es la curva que una cuerda idealizada asume cuando está anclada en sus extremos y girada alrededor de su eje largo a una velocidad angular constante) a las palas y así poder minimizar los esfuerzos de flexión dentro de las cuchillas. En realidad debido a la gravedad y la aerodinámica todas las palas experimentan momentos de flexión variables, incluso cuchillas en forma de Troposkien. El rotor Darrieus no mostró ningún progreso significativo durante varias décadas hasta que se reinventó en Canadá a finales de 1960 [3].

South y Rangi de la NRC realizaron una variedad de experimentos de túnel de viento en VAWTs a través de los años 1960 y en la década de 1970, hasta 1973 surgió un

especial interés en los VAWTs (y en general en la energía eólica en general) como una búsqueda de alternativas de fuente de energía al uso del petróleo.



**Figura 2. Turbinas eólicas de eje vertical: (a) tipo Darrieus de cuchilla curva con una, (b) tipo Musgrove de hoja recta (tipo H) y (c) tipo Musgrove con mecanismo de sujeción. [7]**

Los investigadores de Sandia National Laboratories, en colaboración con sus homólogos canadienses financiados por el Departamento de Energía de EE.UU. (DOE) desarrollaron un extenso programa de investigación teórica-experimental enfocado en las turbinas tipo Darrieus de cuchillas curvas como se observa en la figura 2 (a), hasta la década de 1980. En el Reino Unido, liderado principalmente por Musgrove [3] en la Universidad de Reading, la investigación sobre el rotor de pala recta conocido comúnmente como tipo “H” mostrado en la figura 2 (b) fue favorecida. Durante la investigación del programa se construyó y probó las características aerodinámicas de una serie de VAWTs tipo Darrieus de pala curva tanto en túnel de viento como en pruebas de campo además realizó una serie de pruebas modales como un intento de comprender mejor las propiedades estructurales de la turbina. Dentro de las investigaciones se abarcó una amplia gama de turbinas relativamente pequeñas desde 2m [8-11] y 5m [12-14] de diámetro, igualmente investigaciones extensas de una turbina de tamaño moderado con un diámetro de 17m [12-14]. En 1987 se finalizó la instalación de un banco de pruebas diseñado para una turbina tipo Darrieus de pala curva con un diámetro nominal de 34 m a 626 kW la cual se utilizó para su investigación [15-17]. La turbina de 34m era un VAWT sofisticado con una longitud variable de la cuerda y un perfil alar a lo largo de la cuchilla también tenía un generador variable de la velocidad, numerosos dispositivos de medición u un control por computadora.

Gracias a la investigación realizada por NCR y Sandia en 1986 permitió la construcción del generador eólico de eje vertical más grande llamado Éole. El cual fue instalado en Canadá en Cap-Chat, Quebec. La turbina tenía un diámetro de 64 m, una altura casi de 110 m, diseñado para una capacidad aproximadamente de 4 MW [3] pero por las posibilidades de fatiga sobre las palas se limitó a una potencia máxima de aproximadamente 2 MW para poder así garantizar una vida útil de 5 años. Eventualmente el Éole por falla en un rodamiento inferior dejó de operar en 1993 sin embargo permanece como una atracción turística [18].

Por otro lado en Inglaterra se construyeron diferentes prototipos, incluyendo una turbina de pala recta de 135 kW con un diámetro 25 m, financiado por Departamento de Energía y construido por Vertical-Axis Wind Turbines Limited. Esta turbina tenía un mecanismo de reefing que cambiaba el ángulo de inclinación en las palas a diferentes velocidades del viento para controlar las cargas sobre las palas (figura 2. c) [19]. Con esta turbina se dio la base para poder construir en 1989 un prototipo de palas rectas de 500 kW con un radio de 38 m y una altura de 45 m sin el mecanismo de reefing ya que fue considerado innecesario.

En 1990 el prototipo de palas rectas fue puesto en funcionamiento sin embargo por defecto de fabricación ocasionó una ruptura en una de sus cuchillas con una vida útil menor de 7 meses [19]. A pesar de que Canadá, Inglaterra y E.U. fueron los principales investigadores de los generadores eólicos de eje vertical durante los 70's y 80's, de forma aislada otros países se involucraron en la investigación como Japón [20] y Nueva Zelanda.

La turbina de Sandia 17 m se convirtió en la base de un diseño comercial acertado de VAWT con variantes comercializadas por compañías de Canadá y E.U. con una versión del diámetro de 19 m y una relación de la altura al diámetro de 1.31: 1. El uso comercial de VAWTs alcanzó la cima a mediados a finales de 1980 con más de 500 VAWTs de utilidad en operación en California en su momento [21].

## **1.2 Energías renovables**

Las energías renovables son aquellas obtenidas a partir de fuentes naturales e inagotables, sin embargo su aprovechamiento es difícil por su almacenamiento además de su baja eficiencia en comparación de las energías primarias. Dentro de las energías renovables se encuentra la energía solar, energía eólica, energía hidráulica y la biomasa.

## **1.3 Potencial eólico**

El potencial eólico es determinado por la magnitud del recurso energético otorgado por el viento en cierta zona, lugar o región como la capacidad instalable de GW. La determinación del potencial es de gran importancia ya que nos permite un panorama sobre la viabilidad sobre cualquier proyecto de energía eólica. Con respecto a la parte técnica permite dar lugar a la selección del tipo de generador eólico adecuado a las condiciones del viento en el sitio que se planea instalar. Por otro lado, el económico, se establece la factibilidad de costos de instalación, operación, mantenimiento entre otros.

### **1.3.1 Parámetros del potencial eólico**

Para establecer las características del potencial eólico para una zona específica consiste en seguir una serie de pasos en los cuales se necesita una elaboración de un inventario eólico y su caracterización, precisando las zonas, extensión superficial, características topográficas rutas dominantes, ya que esto da lugar a la configuración topográfica de las turbinas eólicas y así poder determinar su capacidad instalable. La velocidad del viento tiene un papel importante ya que es un indicador del lugar para la generación de GW por año, esto cuantifica el nivel de factibilidad de reservas probables.

Para conocer las características específicas del viento y poder analizar las posibilidades y condiciones de su aprovechamiento, al ser una fuente de energía variable y aleatoria, se requiere realizar análisis estadísticos sobre los datos, los cuales son la velocidad, dirección del viento, la temperatura y la presión atmosférica. En la captura de datos intervienen factores como; los aparatos de medición, procedimiento para la obtención de datos y el método de manipulación de datos.

## **1.4 Variación de la velocidad del viento**

Los vientos son impulsados casi totalmente por la energía del sol, que causa el calentamiento de la superficie terrestre. El calentamiento es más intenso en las masas de tierra más cercanas a la línea ecuatorial y el mayor calentamiento se produce durante el día, lo que significa que la región de temperaturas más altas se mueve alrededor de la superficie de la Tierra a medida que gira sobre su eje. El aire caliente asciende y circula en la atmósfera, donde posteriormente se hunden nuevamente sobre las superficies en zonas más frías. El movimiento a gran escala resultante del aire está fuertemente influenciado por las fuerzas de Coriolis debido a la rotación de la tierra. El resultado es un patrón de circulación global a gran escala. Ciertas características identificables de este son bien conocidas como los vientos alisios. [22]

La falta de uniformidad de la superficie de la tierra, con su patrón de masas y los océanos, asegura que la circulación global se ve perturbada por las variaciones menores en escalas continentales. Estas variaciones interactúan de una manera muy compleja y no lineal para producir un resultado un tanto caótico, que está en la raíz de la imprevisibilidad del día a día y del tiempo en determinados lugares. Sin embargo, las tendencias subyacentes siguen siendo las que conducen a las diferencias climáticas entre las regiones.

Las colinas y montañas dan lugar a regiones locales de aumento de la velocidad del viento. Esto es en parte resultado de la altitud-flujo de la capa límite sobre la superficie de la tierra, que significa que la velocidad del viento aumenta generalmente con la altura sobre el suelo, y las cimas de colinas y montañas. También es en parte consecuencia de la aceleración del flujo de viento sobre y alrededor de colinas y montañas. Igualmente, la topografía puede producir áreas de velocidad del viento reducida, tales como valles protegidos o con patrones de flujo que dan lugar a puntos de estancamiento. Los efectos térmicos también pueden dar lugar a considerables variaciones locales.

Las regiones costeras son a menudo de mucho viento a causa del calentamiento diferencial entre la tierra y el mar. Mientras que el mar está más caliente que la tierra, una circulación local se desarrolla en el cual los flujos de aire en la superficie de la tierra hasta el mar, con el aire caliente que se levanta sobre el mar y el hundimiento de aire frío sobre la tierra, cuando la tierra está más caliente el patrón se invierte, la tierra se calienta y se enfría más rápidamente que la superficie del mar, debido a esta situación, este patrón tiende a invertirse más de una vez durante las 24 horas del día.

Estos efectos fueron importantes en el desarrollo temprano de la energía eólica en California, donde una corriente oceánica transporta agua fría a la costa, no muy lejos de las zonas desérticas que se calientan fuertemente por día. Una cordillera que canaliza el flujo de aire resultante, generando localmente vientos muy fuertes y fiables (que se correlaciona bien con los picos en la demanda local de electricidad causados por las cargas de aire acondicionado). Efectos térmicos también pueden ser causados por las diferencias en altitud. Por lo tanto, el aire frío de las altas montañas puede hundirse hasta las llanuras de abajo, provocando vientos de ladera descendentes bastante fuertes.

## **1.5 Generadores eólicos de eje horizontal (HAWT) vs generadores eólicos de eje vertical (VAWT)**

Entre los generadores eólicos destacan 2 grandes grupos en los que se pueden dividir los generadores eólicos por la orientación del eje del rotor. En su mayoría los

ingenieros se han enfocado a las turbinas de eje horizontal (paralelo al suelo). Denominada como una "turbina eólica de eje horizontal" (HAWTs). Dos de las principales ventajas de los rotores de eje horizontal son las siguientes:

1. El rotor de un HAWT tiene mayor solidez (por tanto la masa total de la pala en relación al área barrido) es menor cuando el eje del rotor es horizontal (a una relación de velocidad de punta de diseño dada). Esto tiende a mantener los costos más bajos en una base por kW.
2. La altura media del área de barrido por el rotor puede estar más alta sobre el nivel del suelo. Lo que provoca una tendencia a incrementar la productividad por kW.

Por otro lado las turbinas de viento de eje vertical (VAWTs) tienen como principal ventaja que no requieren de un sistema de orientación ya que el rotor puede captar la fuerza del viento desde cualquier dirección. Otra ventaja es que en la mayoría de los aerogeneradores de eje vertical, las cuchillas pueden tener una cuerda constante y sin sesgo. Esto permite que las palas puedan fabricarse relativamente fácil y a bajo costo. Una ventaja mas es el tren de accionamiento que en gran parte puede estar localizado en la torre cerca del suelo. Sin embargo el VAWT no ha tenido una fuerte aceptación a comparación del HAWT. Su desarrollo fue a partir de los años 70 a los 80, en esa época hubo distintos prototipos que sufrieron daños en las láminas debido a la fatiga en especial los puntos de conexión del rotor.

Este fue el resultado de los esfuerzos cíclicos en cada una de las palas al girar y del material del que estaban hecho. A causa de los problemas encontrados entre estructura y control la forma más deseada ha sido el rotor Darrieus tipo Troposkien ("cuerda que salta") a comparación de palas rectas. Esto es gracias a que las palas curvas no sufren ningún momento de flexión radial sino a tensión. En cambio este tipo de rotor tiene la dificultad de poder integrarle un control aerodinámico como frenos por el tipo de pala. Por ello de regulación por pérdida aerodinámica es un medio para controlar la potencia a velocidades grandes del viento.

## **1.6 Clasificación de los generadores eólicos de eje vertical (VAWT)**

Los generadores de eje vertical pueden clasificar en dos tipos de dispositivos acuerdo a las fuerzas aerodinámicas de rotación y su accionamiento: arrastre y elevación. En el primer grupo los dispositivos más típicos son los generadores tipo Savonius. Aerodinámicamente el dispositivo Savonius es un dispositivo de arrastre debido a la curvatura de las cucharas experimentan menor resistencia cuando se mueven en contra del viento a comparación cuando el viento sopla a su favor por otra parte este dispositivo está conformado por dos o tres palas con diseño de cuchara (comúnmente



de dos palas) que observado de arriba hacia abajo tiene una sección transversal en forma de S.

Debido a su estructura y al tipo de dispositivo los generadores Savonius aprovechan en menor escala la energía eólica que las turbinas tipo levantamiento. El arrastre diferencial hace que la turbina Savonius gire, como se muestra en la figura 3a. Como las turbinas Savonius son dispositivos de arrastre, estos equipos aprovechan mucho menos el viento [23-25].

Para el segundo grupo las turbinas típicas son los Darrieus. Cuando un rotor tipo Darrieus gira, los perfiles alares avanzan a través del aire en una trayectoria circular. En relación a las palas cuando el flujo de aire se aproxima y se incorpora en el vector del viento, este flujo crea un ángulo positivo (AoA) que varía en cada pala generando una fuerza neta que apunta oblicuamente hacia delante a lo largo de una línea "línea de acción", como se observa en la Figura 3b, dando lugar a un par positivo al eje. En comparación con otros generadores eólicos de eje vertical, los VAWT tipo Darrieus tienen un coeficiente de potencia más alto.

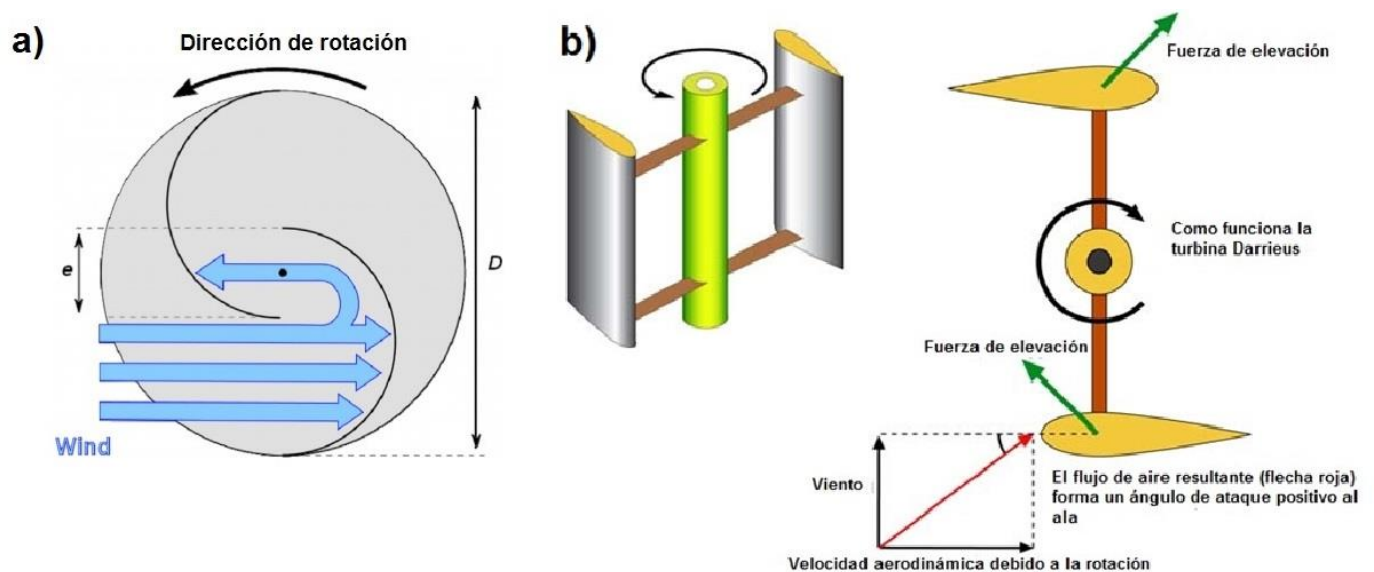


Figura 3. a) Funcionamiento del VAWT tipo arrastre (Savonius) y b) Funcionamiento del rotor tipo elevador (Darrieus) [25].

## 1.7 Características de los generadores VAWTs

- ✓ Se llaman turbinas de eje vertical ya que su eje de rotación es perpendicular con respecto al suelo.
- ✓ No se necesitan una estructura con una gran solidez para la torre.
- ✓ Debido a la forma de sus palas no requieren de un sistema de orientación con respecto al viento, y funcionan sin depender del cambio de dirección.
- ✓ Pueden estar ubicadas cerca del suelo, lo que hace más fácil su mantenimiento de sus componentes como transmisión y generador eléctrico.
- ✓ Pueden tomar ventaja del incrementando de la velocidad del viento ocasionada por aquellas irregularidades que tiene terreno.
- ✓ Funcionan a bajas velocidades del viento.
- ✓ Tienen mejor resistencia a los vientos fuertes.
- ✓ Son amigables con el ecosistema.

# Capítulo 2

---

## 2.1 Generador de eje vertical tipo Darrieus

El rotor Darrieus consta de unas finas palas comúnmente de 2 a 3, con forma de ala de avión simétricas, que están unidas a un eje rotatorio por los dos extremos, con una curva especial diseñada para un máximo rendimiento entre las dos uniones del eje. El modelo de curva más utilizado es el denominado Troposkien, también llamado rotor de cable tipo ( $\phi$ ), mostrado en la figura 4 aunque también se utiliza la catenaria. Igual que el resto de aerogeneradores de eje vertical, el Darrieus no necesita de un sistema de orientación. Esta característica de captación omnidireccional le permite ser instalado en cualquier terreno sin necesidad de levantar altas torres, lo cual se traduce en un ahorro económico sustancial. Los alerones del Darrieus experimenten una fuerte fuerza centrífuga. Al trabajar en pura tensión y hace que los alerones sean simples y económicos. Este rotor presenta el problema que no puede arrancar por sí mismo, teniendo que emplearse un sistema de arranque secundario, aunque una vez en marcha es capaz de mantenerse gracias a su aerodinámica y diseño de sus palas.

Una estrategia conocida para aumentar el par de salida de una turbina es aumentar la solidez del rotor. Las hojas asimétricas o curvadas en forma de perfil aerodinámico pueden ser una mejor perspectiva de diseño para obtener buenas características de arranque [26].

## 2.2 Funcionamiento del rotor

En 1926 el ingeniero G. J. M. Darrieus en París, Francia, propuso una patente de un nuevo tipo de diseño de un molino de viento para la generación de energía. Un rotor de palas rectas y uno con forma Troposkien. En el rotor Troposkien cuenta con un perfil aerodinámico simétrico en sección transversal y su pala tiene una forma curva sujetas por un cable. Con la forma de las cuchillas del Troposkien, al estar en rotación las fuerzas aerodinámicas no harán que la pala se doble y los esfuerzos serán solo tensión pura [6].

El principio de funcionamiento del aerogenerador de eje vertical es análogo a la aerodinámica de un perfil aerodinámico. Cuando un fluido fluye sobre un perfil aerodinámico, se ejercen fuerzas sobre este. Estas fuerzas se dividen generalmente en componentes de elevación y arrastre; La fuerza de arrastre es paralela al viento, mientras que la fuerza de elevación es perpendicular a la fuerza de arrastre. El ángulo entre la línea de cuerda del perfil y la dirección del viento se ajusta al ángulo de ataque.

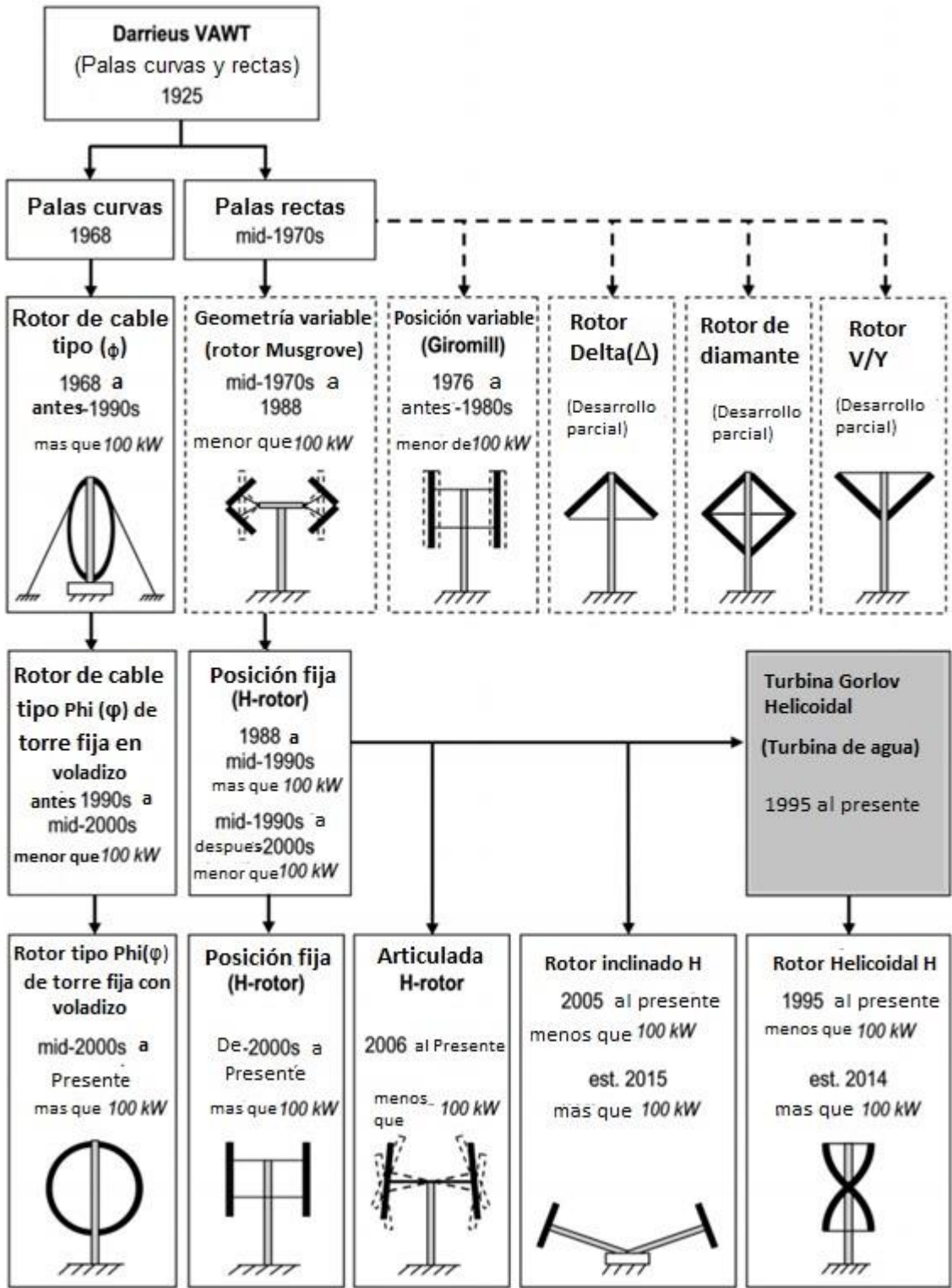


Figura 4. Cronología del desarrollo de Darrieus VAWT [7].

Para un perfil aerodinámico simétrico, como se muestra en la figura 5, la línea de cuerda corresponde a la línea central de la sección transversal del perfil aerodinámico. La característica general de la mayoría de las superficies aerodinámicas es que la relación de elevación-arrastre ( $L / D$ ) aumenta con el aumento del ángulo de ataque hasta el punto en que el flujo se separa de la superficie aerodinámica. Esta separación se denomina generalmente "parada o bloqueo". Una vez que el ángulo de ataque es suficientemente grande para provocar el bloqueo, la relación de elevación-arrastre disminuye con el aumento del ángulo de ataque. Para un rendimiento aerodinámico óptimo, se debe evitar la condición de bloqueo [27].

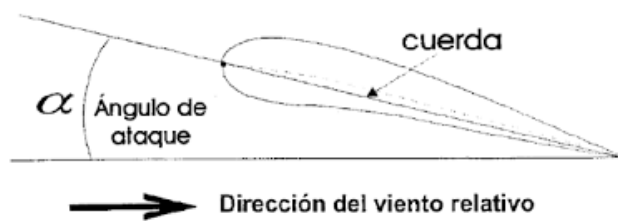


Figura 5. Representación del ángulo de ataque [28].

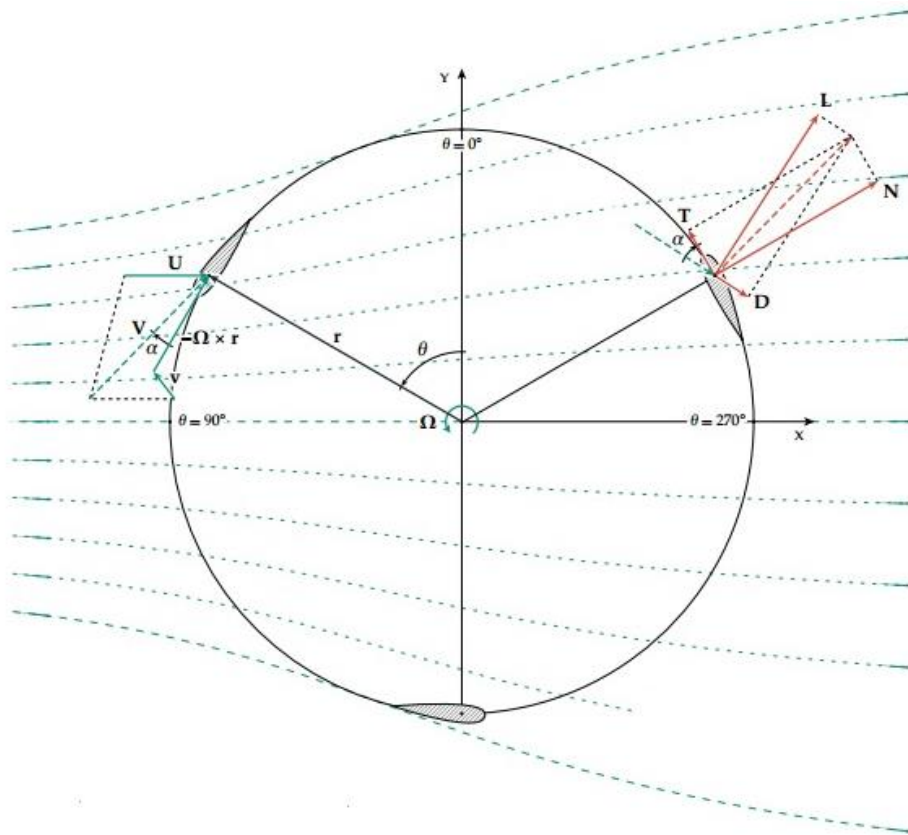
### 2.3 Dinámica del rotor en 2D

Una vista al análisis de la aerodinámica del rotor en 2D sirve como ayuda para el entendimiento de su comportamiento así como para identificar los principales parámetros. Un elemento rotatorio de la cuchilla conectado al rotor mostrado en la Figura 6, experimenta una componente tangencial debido a la rotación,  $-\Omega \times \mathbf{r}$ , vector del viento local,  $\mathbf{U}_{vl}$ , y una velocidad inducida, en la cual se incluye las velocidades inducidas por la estela y la interferencia entre las palas, representada por  $\mathbf{v}$ . La componente resultante que actúa sobre el perfil aerodinámico es la velocidad aparente del viento:

$$\mathbf{V} = \mathbf{U}_{vl} + (-\Omega \times \mathbf{r}) + \mathbf{v} \quad (1)$$

Esta componente golpea a la pala a determinado ángulo de ataque con respecto a la cuerda del perfil aerodinámico y esto puede expresarse como:

$$\alpha = \arccos \left( \frac{\mathbf{V} \cdot \hat{\mathbf{e}}_{\theta}}{\|\mathbf{V}\|} \right) \quad (2)$$



**Figura 6. Vista superior 2D de un rotor de tres palas, que muestra los triángulos de velocidad y las fuerzas aerodinámicas resultantes durante su funcionamiento [28].**

El ángulo de ataque conduce a la generación de elevación, arrastre y un momento de lanzamiento, respectivamente dados por:

$$\mathbf{L} = Clqc \left( \hat{\mathbf{e}}_z \times \frac{\mathbf{V}}{\|\mathbf{V}\|} \right) dz, \quad (3a)$$

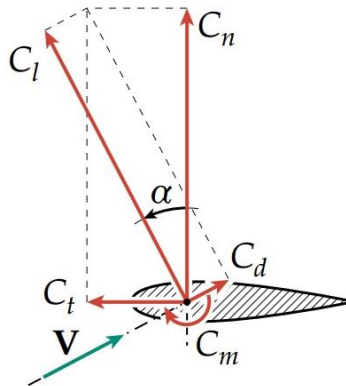
$$\mathbf{D} = Clqc \frac{\mathbf{V}}{\|\mathbf{V}\|} dz, \quad (3b)$$

$$\mathbf{M} = Clqc^2 \hat{\mathbf{e}}_z dz, \quad (3c)$$

Donde  $c$  es la cuerda del perfil aerodinámico y  $q$  la presión dinámica del viento, que se define como:

$$q = \frac{1}{2} \rho (\mathbf{V} \cdot \mathbf{V}) \quad (4)$$

Donde  $\rho$  representa la densidad del aire. Los coeficientes adimensionales de sustentación, arrastre y momento de lanzamiento ( $C_l$ ,  $C_d$  y  $C_m$ ) se examinan más a fondo en la Figura 7.



**Figura 7. Coeficientes de sustentación, arrastre y momento de lanzamiento que actúan sobre el centro aerodinámico de la sección transversal de la cuchilla [28].**

El torque neto se puede obtener a partir de la descomposición de los coeficientes de arrastre y sustentación en coeficientes de fuerza tangencial (**T**) y normal (**N**). Correspondiente:

$$C_n = C_l \cos \alpha + C_d \sin \alpha \quad (5a)$$

$$C_t = C_l \sin \alpha - C_d \cos \alpha \quad (5b)$$

En muchos casos, es conveniente utilizar un par de torsión y una potencia adimensionales para hacerlos independientes de las condiciones de funcionamiento. Los coeficientes de potencia y de par se dan por:

$$C_Q = \frac{Q}{\frac{1}{2} \rho U_\infty^2 A R'} \quad (6)$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho U_\infty^3 A'} \quad (7)$$

Donde  $A$  es el área frontal del rotor ( $A = 2Rh$  para un VAWT) y  $R$  el radio del rotor. En la literatura el subíndice  $\infty$  indica condiciones de flujo libre.

## **2.4 Desempeño del perfil aerodinámico**

La aerodinámica de las palas del rotor son mucho más compleja especialmente para los VAWT sobretodo en el auto arranque debido a que las condiciones de flujo varían continuamente. A continuación se describen algunos importantes para el desempeño del perfil.

### **2.4.1 Relación de ángulo de ataque y velocidad de punta**

La variación de ángulo de ataque de una cuchilla está fuertemente determinada por la relación de velocidad de punta ( $\lambda$ ), aunque también depende de la posición del ángulo azimutal. Cuando  $\lambda = 0$ , la pala únicamente experimenta la velocidad del viento y su ángulo de ataque simplemente varía linealmente con su posición. Por consiguiente, cuando el rotor está en reposo, tiene que hacer frente a una amplia gama de ángulos de ataque ( $-180^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$ ) y hasta el punto cuando  $\lambda = 1$ , la velocidad del viento aparente puede acercarse a un perfil aerodinámico. Es sólo cuando  $\lambda > 1$ , que una hoja experimenta un viento de frente en cada posición. La relación de velocidad de punta sigue siendo un parámetro clave que rige el comportamiento de un VAWT.

### **2.4.2 Burbujas de separación laminar**

En números de Reynolds bajos ( $Re < 1,000,000$ ) el rendimiento de la superficie aerodinámica se determina mediante burbujas de separación laminar. En estas condiciones, una capa límite puede seguir siendo laminar cuando se aproxima al pico de succión sobre un perfil aerodinámico. En lugar de entrar en el proceso de transición regular, se separa de la superficie de inmediato. La transición se producirá a medida que el flujo separado crece inestable y el líquido puede volver a conectarse como una capa límite turbulenta espesa que es capaz de soportar el gradiente de presión más alto y dejar detrás una burbuja de separación laminar. Este fenómeno conduce a una pérdida de momento causada por la mezcla turbulenta dentro de la burbuja y la disipación en calor denominada arrastre de burbuja. El arrastre del perfil se puede expresar como la pérdida de momentum dentro de la capa límite.

Después de que el flujo se separa, la distribución de presión se aplan a un valor casi constante. Durante la transición, el gradiente de presión adverso aumenta hasta cierto valor pico y la capa límite puede o no fijarse como turbulento. El hecho de que tenga lugar o no el reasentamiento dependerá de la capacidad de recuperación de la presión para encontrarse con la distribución de la presión no viscosa sobre la burbuja. Cuando



el gradiente de presión invisible es demasiado pronunciado, por ejemplo, como resultado de una fuerte curvatura o un alto ángulo de ataque, los dos no se encuentran y la burbuja se rompe, dejando el perfil aerodinámico en bloqueo.

### **2.4.3 Características del bloqueo**

En los números de Reynolds bajos, los modos de bloqueo a menudo caen en las tres categorías descritas por Gault [29]. El estallido de la burbuja de separación laminar en altos ángulos de ataque describe lo que se denomina decaimiento de vanguardia. Alternativamente, una burbuja también puede estar involucrada en el puesto de perfil aerodinámico delgado que se encuentra generalmente en los perfiles aerodinámicos con bordes afilado. Aquí es donde el punto de reinserción sigue moviéndose hacia el borde hasta que la cuerda está completamente envuelta por la burbuja de separación. El resultado es un comportamiento de bloqueo o estancamiento bastante moderado, en contraste con la repentina caída en el ascensor que se produce con el puesto de vanguardia. El tercer tipo es el de estancamiento del borde de salida, y sucede cuando el punto de separación de la capa límite se desplaza gradualmente hacia adelante desde el borde de salida. La parada de borde trasero se exhibe a menudo por los aerodinámicos más gruesos y causa una curva redonda cerca de  $C_l$  max. Dado que los perfiles de un vástago a menudo tienen que operar fuera de las condiciones de diseño, las curvas de elevación y arrastre son relevantes.

## **2.5 Aerodinámica del rotor Darrieus**

Los dispositivos Darrieus debido a su plano transversal del rotor presenta más complicaciones a comparación que un HAWT. Por ello se debe tomar en cuenta los principales aspectos de la aerodinámica del rotor.

### **2.5.1 Zona próxima a la estela**

La estela de un dispositivo de flujo cruzado es fundamentalmente diferente a la de un HAWT. Debido a que los ángulos de ataque están cambiando continuamente, las fuerzas de sustentación varían significativamente durante un ciclo. El teorema de Kelvin [xx], afirma que cuando se llega a presentar un cambio en la circulación sobre un segmento del borde de salida del perfil, este puede llegar a ser compensado por el desprendimiento de un vórtice de igual resistencia. Confirmando que la circulación total alrededor de una curva cerrada permanece constante con el tiempo. En el caso que el ángulo azimutal sea  $\theta = 0^\circ$  o  $180^\circ$  el ángulo de ataque y la fuerza de sustentación resultante son cero, lo que significa que toda la vorticidad se derrama.

## 2.5.2 Aerodinámica inestable

En un VAWT las palas continuaran en un movimiento de lanzamiento como consecuencia del constante cambio del ángulo de ataque. Un parámetro gobernante en la aerodinámica inestable es la frecuencia reducida,  $k$ , que es la frecuencia del movimiento de cabeceo. En el caso de una turbina de paso fijo, la frecuencia experimentada por las cuchillas sigue la velocidad del rotor.

De acuerdo con Leishman [30] en un caso donde  $0 \leq k \leq 0.05$ , el flujo puede ser considerado como cuasi-estable y se justifica a menudo olvidar los efectos inestables. Casos en los que  $k \geq 0.05$  pueden considerarse inestables. Las situaciones en las que  $k \geq 0.2$  se consideran altamente inestables y suelen estar dominadas por una aerodinámica inestable. Puesto que el viento aparente,  $V$ , es tan cambiante, es difícil determinar la magnitud de  $k$  exactamente. Aun así, todavía puede dar una cifra aproximada útil sobre el grado de inestabilidad en varias relaciones de velocidad de punta. Los valores distintos de cero de  $k$  a menudo conducen a la presencia de curvatura virtual y bloqueo dinámico.

## 2.5.3 Camber virtual

En el caso de que un elemento de pala se mueva a lo largo de su trayectoria circular, el ángulo de ataque variable ocasiona que la curva de sustentación o elevación se desvíe del caso estático, esto es parte del resultado de los efectos de la curvatura de flujo. A causa de que el flujo tiene un movimiento giratorio el perfil experimenta cierta perturbación de velocidad vertical a lo largo de su cuerda. En un flujo rectilíneo equivalente, se comporta como si tuviese una curvatura virtual que afecta inherentemente a la elevación generada. Análogamente, si se considera que las palas de un VAWT no son masas puntuales sino que tienen una longitud de cuerda finita, está claro que el perfil se extiende sobre un cierto arco de su trayectoria. En consecuencia, el ángulo de ataque varía a lo largo del acorde según la función  $\alpha(\theta)$ . El grado del camber inducido a escalas con ambos  $c/R$  y  $\lambda$ . Por de diámetros mayores, la cuerda de la pala es pequeña comparada con la circunferencia total y, por lo tanto, las desviaciones se vuelven insignificantes.

## 2.5.4 Bloqueo dinámico

Al superar el ángulo de bloqueo estático, el movimiento de lanzamiento provoca un efecto llamado bloqueo dinámico. Este fenómeno es inherente a las palas oscilantes y se extiende a la curva de elevación más allá del punto de bloqueo en condiciones estáticas.

Cuando el perfil aerodinámico se mueve más allá del ángulo de bloqueo estático, la separación de flujo se retrasa por los efectos de la curvatura virtual, la influencia de la

estela de la vertiente y la respuesta inestable de la capa límite [30]. En los ángulos más altos, el flujo que se separó debido al estancamiento del borde de ataque tiende a enrollarse. Este vórtice luego crece brevemente en fuerza, se desprende y se desplaza en sentido de la cuerda. Aquí crea un fuerte efecto de succión, mejorando la elevación de forma lineal y moviendo el centro de presión hacia la parte trasera del perfil. Mientras tanto, un vórtice de borde de arrastre de un movimiento opuesto comienza a acumularse también. Finalmente, el vórtice del borde de ataque se separa en el borde de arrastre, devolviendo las condiciones de parada normales del perfil aerodinámico [31]. Cuando el movimiento de cabeceo se invierte al punto en el que el ángulo de ataque es suficientemente bajo de nuevo, toma un tiempo para que el flujo pueda volver a unirse de nuevo.

Además, existe una presencia de curvatura virtual que afecta a las propiedades del perfil aerodinámico. Esto hace que la superficie aerodinámica entre en un bucle de histéresis que también disminuye los valores de  $\alpha$  en que se consigue el reajuste del flujo completo. La intensidad del bloqueo dinámico depende fuertemente de la frecuencia reducida y por lo tanto también de la relación de velocidad de punta. Aunque la estructura de los vórtices generados permanece más o menos igual para diferentes valores de  $\lambda$ , el punto de separación y el punto de reenlace varían. Fujisawa y Shibuya [32] visualizaron el campo de flujo alrededor de un rotor de Darrieus y notaron que en realidad dos pares separados de vórtices de contra-rotación se desarrollan en la estela.

El primer par contiene vorticidad que se ha derramado antes cuando el crecimiento lineal del vórtice de vanguardia se detuvo. El otro par se compone de la vorticidad enrollada y tiende a moverse junto con la superficie aerodinámica, posiblemente llevando a la interacción cuando la hoja pasa de nuevo por el viento [33]. Para valores altos de  $\lambda$ , las cuchillas pueden incluso no alcanzar su nivel estático ángulo de bloqueo.

### **2.5.5 Flujo sesgado**

Especialmente en las áreas urbanas el viento entrante a menudo no está perfectamente alineado en el plano con la base del rotor, sino que viaja en un ángulo de inclinación  $\beta$ . Esto es a menudo el caso en un tejado, y es aquí que el funcionamiento de un rotor de Darrieus puede realmente sobresalir sobre HAWT. En un flujo sesgado, un solo disco de hélice opera esencialmente en guiñada. Por consiguiente, su potencia de salida disminuye ya que la fuerza de empuje del rotor ya no está alineada con la dirección del flujo entrante. Si bien esto es también el caso de un rotor de Darrieus, tienen la ventaja adicional de que el ángulo de inclinación hace que parte del paso de la pala de viento para operar fuera de la estela de la mitad de contra viento.

El resultado es que un área de rotor más grande es capaz de interactuar con el flujo no perturbado. Esto fue verificado experimentalmente por Simão Ferreira [33].

Naturalmente, al aumentar el radio del rotor,  $R$ , relativo a la altura,  $h$ , el efecto se hace aún más notable. Viceversa, disminuyendo la relación  $h/R$  hará que el rotor sea más independiente del ángulo de inclinación. Otra consecuencia tratada por Scheurich y Brown [34] es que, al ignorar la componente vertical del vector de viento, el rotor encuentra su relación de velocidad de punta aumentada por un factor  $1/\cos \lambda$ .

### 2.5.6 Palas helicoidales

Para una VAWT, las fuerzas aerodinámicas pueden variar fuertemente durante un ciclo de rotación, dando por resultado fuertes cargas dependientes del tiempo. Aparte del hecho de que estas fuerzas pulsantes normales y tangenciales reducen la vida de la estructura por la fatiga, también harán que la potencia de salida de la turbina varíe fuertemente con el tiempo.

Un método directo para deshacerse del par pulsante es usar palas helicoidales, como propuso el profesor Alexander Gorlov de la Universidad Northeastern en Boston, Massachusetts. Un diseño helicoidal garantiza que siempre haya una sección de hoja en cada ángulo de ataque posible. Se dice que la turbina de Gorlov resultante tiene una mejor eficiencia que los rotores de paletas rectas, ninguna fluctuación de par y capacidad de auto-arranque en fluidos lentos [35]. El dispositivo, registrado en una serie de patentes desde 1995 en adelante, ahora forma la base para la mayoría de las turbinas de viento modernas de Darrieus.

El grado de giro de las cuchillas puede expresarse mediante el *arc*  $\xi$  de la cuchilla, definido como el desplazamiento de fase entre el elemento inferior ( $z = 0$ ) y el elemento superior de la cuchilla ( $z = h$ ) como se observa en la figura 8. El efecto de  $\xi = 120^\circ$  sobre la potencia de salida es notablemente visible en las simulaciones CFD [36]. La salida no es perfectamente inestable, sin embargo esto se debe a que la hélice induce una estela asimétrica. Además, en la vorticidad en las puntas de las palas sigue siendo vertida en diferentes posiciones.

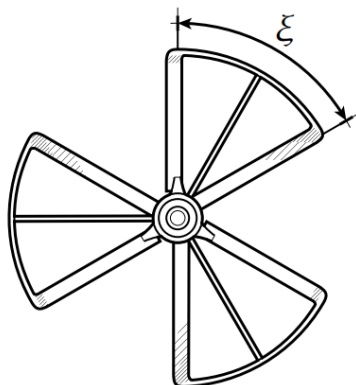


Figura 8. Vista superior de un rotor Darrieus helicoidal [28].

### 2.5.7 Barrido

Cuando se trata de un flujo sesgado, de álabes helicoidales o de una combinación de ambos, se produce una situación en la que el borde de ataque de la cuchilla no es normal al flujo entrante. Para las turbinas helicoidales, las palas están inclinadas en el plano tangencial y tienen un cierto ángulo de barrido que sigue directamente a la geometría del rotor según:

$$\tan \Lambda = \frac{R\xi}{H} \quad (8)$$

En comparación con la geometría de cuchilla recta, el espesor de una cuchilla helicoidal aumenta a:

$$b = \frac{H}{\cos \Lambda} \quad (9)$$

El barrido de la cuchilla conduce a un campo de flujo tridimensional bastante complejo y puede afectar el rendimiento de varias maneras. La regla clásica es suponer que el perfil aerodinámico sólo considera el flujo normal a la vanguardia de acuerdo con el principio de independencia, ver figura 9, cuando se trata de geometrías barridas; Puede simplificarse asumiendo que una sección de cuchilla sólo se ve afectada por la componente de velocidad normal al borde de ataque. En la práctica, esto parece aplicarse bastante bien para el flujo estable e inestable hasta el bloqueo [30].

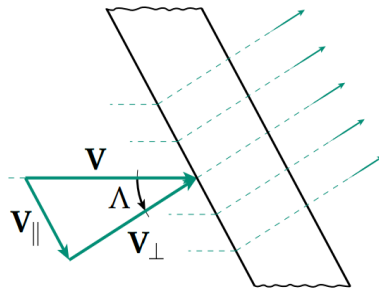


Figura 9. Representación del ángulo de barrido en una pala helicoidal [28].

Para los VAWT esto tiene dos consecuencias importantes. En primer lugar, al ignorar la componente de velocidad paralela, una pala barrida produce inherentemente menos elevación. El coeficiente de sustentación efectivo es entonces dado por:

$$Cl = Cl_1 \cos^2 \Lambda \quad (10)$$

Donde  $Cl_1$  es el coeficiente de elevación de la sección del perfil aerodinámico normal al borde delantero. En segundo lugar, las líneas de corriente son desviadas fuera del plano x y. El cambio en el momento se acompaña de una fuerza adicional sobre el fluido en la dirección z, que es a expensas de la fuerza tangencial. Para visualizar esto, considere la hoja representada en la figura 10 que se inclina hacia adelante por un ángulo  $\Lambda$ . El plano que contiene la tira de cuchilla correspondiente se gira ahora con el mismo ángulo. Al ignorar la componente de velocidad paralela,  $V_{||}$ , el resultado es esencialmente la proyección del viento aparente en este plano.

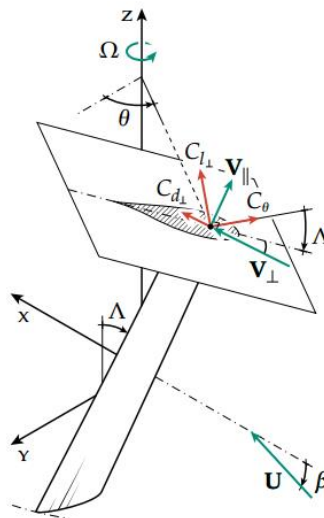


Figura 10. Elemento perteneciente a hoja inclinada en un ángulo de barrido  $\Lambda$ .

Los coeficientes sustentación y el arrastre, así como la fuerza tangencial, por definición, se encuentran en el mismo plano. El componente de fuerza tangencial es entonces:

$$C\theta = (Cl_1 \sin \alpha_1 - Cd_1 \cos \alpha_1) \cos \Lambda \quad (11)$$

Cuando el flujo entrante está sesgado, el barrido también se puede usar para disminuir el ángulo del flujo entrante con respecto a la guía. El ángulo de barrido ideal para este propósito dependería entonces de la relación nominal de velocidad de punta y del ángulo de inclinación media, ya que estos dos parámetros determinan la dirección de la velocidad del viento aparente.

## 2.6 Teoría de impulso unidimensional y el límite de Betz

Un modelo simple comúnmente utilizado para determinar la potencia de una turbina a base de un rotor ideal, el empuje que ocasiona el viento sobre el rotor y el efecto del viento local sobre la operación del rotor. El análisis toma un volumen de control, en el que sus límites son la superficie de un tubo de corriente y dos secciones transversales del tubo (véase la Figura 11). El único flujo pasara a través de los extremos del tubo de la corriente.

La turbina está representada por un "disco actuador" uniforme que crea una discontinuidad de presión en el tubo por el cual circula el flujo de aire. Este análisis no se limita a ningún tipo en particular de turbina eólica. Este análisis utiliza las siguientes suposiciones:

- ✓ La corriente del fluido es homogénea, incompresible, en estado estacionario;
- ✓ No hay fricción por arrastre;
- ✓ Un número infinito de alabes;
- ✓ Un empuje uniforme sobre el disco o el área del rotor;
- ✓ Una estela no giratoria;
- ✓ La presión estática hacia la entrada y salida del rotor es igual a la presión no perturbada;
- ✓ Presión estática del ambiente;

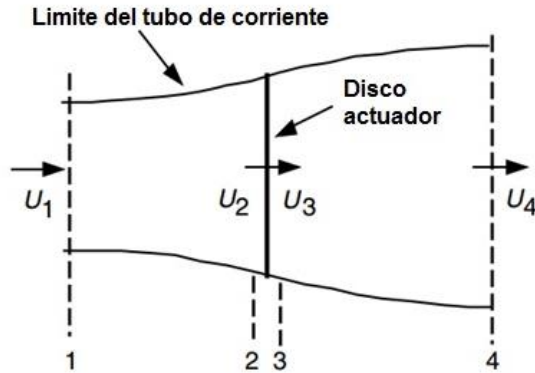


Figura 11. Modelo del disco de actuador en una turbina eólica,  $U$ , velocidad media del aire; 1, 2, 3 y 4 indican ubicaciones de esta [22].

Aplicando la conservación del momento al volumen de control que engloba al sistema, se puede encontrar la fuerza neta contenida en el volumen de control. Esta fuerza es igual y opuesta al empuje,  $T$ , que es la fuerza del viento sobre el aerogenerador. De la conservación del momento lineal para un flujo invariable en el tiempo unidimensional, incompresible, el empuje es igual y opuesto a la velocidad de cambio de impulso de la corriente de aire:

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (12)$$

Donde  $\rho$  es la densidad del aire,  $A$  es el área de la sección transversal,  $U$  es la velocidad del aire, y los subíndices indican valores en secciones transversales numeradas en la figura (ver Figura 10). Para el flujo en estado estacionario,  $(\rho AU)_1 = (\rho AU)_4 = \dot{m}$  donde  $\dot{m}$  es el flujo másico. Por lo tanto:

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (13)$$

El empuje es positivo si la velocidad de salida del rotor,  $U_4$ , es menor que la velocidad de entrada,  $U_1$ , y en ambos lados del rotor no se realiza un trabajo. Así, la función Bernoulli se puede utilizar en los dos volúmenes de control en cada uno de los lados del disco actuador. En el tubo de corriente con flujo ascendente del disco se tiene:

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 = P_2 + \frac{1}{2}\rho U_2^2 \quad (14)$$



En el tubo de corriente con flujo descendente del disco:

$$P_3 + \frac{1}{2}\rho U_3^2 = P_4 + \frac{1}{2}\rho U_4^2 \quad (15)$$

Donde se supone que las presiones del flujo ascendente y el flujo descendente  $\rho_1 = \rho_4$  y que la velocidad a través del disco permanezca igual ( $U_2 = U_3$ ). El empuje también se puede expresar como la suma neta de las fuerzas sobre cada lado del disco:

$$T = A_4(P_2 - P_3) \quad (16)$$

Realizando las operaciones correspondientes para  $P_2 - P_3$  usando 14 y 15, sustituyendo en 16, es posible obtener:

$$T = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2) \quad (17)$$

Igualando los valores de empuje de las ecuaciones 13 y 17, entendiendo que el flujo de másico es también  $\rho A_2 U_2$  se obtiene:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (18)$$

Por lo tanto, la velocidad del viento en el plano del rotor, utilizando este modelo, es el promedio de las velocidades de flujo ascendente y descendente del viento. Si se define el factor  $a$  de inducción axial como la disminución fraccional de la velocidad del viento entre la corriente libre y el plano del rotor, a continuación.

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (19)$$

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (20)$$

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (21)$$

La cantidad  $U_1$  a se refiere a menudo como la velocidad inducida en el rotor, que es una combinación de la velocidad en corriente libre y la velocidad inducida. A medida que el factor de inducción axial aumenta de 0, la velocidad del viento detrás del rotor disminuye. Si  $a = 1/2$ , el viento se ha disminuido a la velocidad cero detrás del rotor por lo tanto la teoría ya no es aplicable. La potencia,  $P$ , es igual a los tiempos de empuje de la velocidad en el disco:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) U_2 = \frac{1}{2} \rho A_2 U_2 (U_1 + U_4)(U_1 - U_4) \quad (22)$$

La potencia de salida  $P$ , sustituyendo  $U_2$  y  $U_4$  en la ecuación 20 y 21 es igual a:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1 - a)^2 \quad (23)$$

Donde  $A_2$ , se sustituye por  $A$  el área del rotor y la velocidad  $U_2$  se sustituye por  $U$ . El rendimiento del rotor se caracteriza por su coeficiente de potencia,  $C_{pt}$ :

$$C_{pt} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A U^3} = \frac{\text{Potencia del rotor}}{\text{Potencia del viento}} \quad (24)$$

El coeficiente de potencia  $C_p$  representa la potencia que se extrae del viento por el rotor.

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (25)$$

El  $C_p$  máxima se determina tomando la derivada del coeficiente de potencia (ecuación 25) con respecto de  $a$  una y se establece igual a cero, produciendo  $a = \frac{1}{3}$ .

$$C_{p \text{ Max}} = \frac{16}{27} = 0.5926 \quad (26)$$

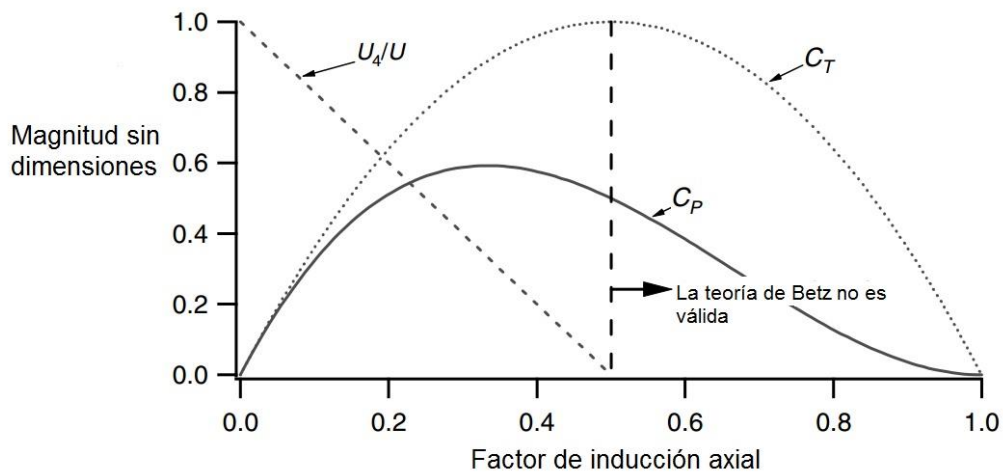
Si un rotor ideal fue diseñado y operado, de tal manera que la velocidad del viento en el rotor de  $\frac{2}{3}$ , entonces estaría operando en máxima producción de energía; la máxima potencia posible. A partir de las ecuaciones (17), el empuje axial es:

$$T = \frac{1}{2} \rho A_2 U^2 (4a[1 - a]) \quad (27)$$

De manera similar a la potencia, el empuje sobre una turbina eólica puede ser caracterizado por un coeficiente de empuje:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho A U^2} = \frac{\text{Fuerza de empuje}}{\text{Fuerza dinámica}} \quad (28)$$

De la ecuación 27, el coeficiente de empuje para una turbina ideal es igual a  $4a[1 - a]$ .  $C_T$  tiene un máximo de 1.0 cuando  $a = 0.5$  y no existen pérdidas. La potencia de salida máxima ( $a = \frac{1}{3}$ ),  $C_T$  tiene un valor de  $\frac{8}{9}$ . Un gráfico de los coeficientes de potencia y de empuje para turbinas ideales de Betz y la velocidad del viento mostrado en la figura 12. Este modelo idealizado no es válido para los factores de inducción axial superior a 0.5, para estos casos, patrones de flujo más complicados que no están representados en este sencillo modelo, resultan en el empuje práctico.



**Figura 12. Los parámetros de funcionamiento para una turbina de Betz; U, velocidad del aire no perturbada;  $U_4$ , la velocidad del aire detrás del rotor;  $C_P$ , coeficiente de potencia;  $C_T$ , coeficiente de empuje [22].**

En la práctica, tres efectos conducen a una disminución en el coeficiente de potencia máxima alcanzable:

- ✓ La estela detrás del rotor.
- ✓ Número finito de álabes y pérdidas de punta.
- ✓ Resistencia aerodinámica diferente de cero

La eficiencia global de la turbina es una función tanto el coeficiente de potencia del rotor y la mecánica (incluyendo eléctrica) la eficiencia de la turbina eólica:

$$\eta_{total} = \frac{P_{salida}}{\frac{1}{2}\rho AU^3} = \eta_{Mecanica} C_P \quad (29)$$

Por lo tanto:

$$P_{salida} = \frac{1}{2}\rho AU^3 (\eta_{Mecanica} C_P) \quad (30)$$

Es importante mencionar, que los cálculos mencionados son idealizados. También, son generalizados para cualquier tipo de rotor. Cálculos especializados deben realizarse para el diseño de turbinas con formas específicas, principalmente para las variables a utilizar en las ecuaciones mencionadas con anterioridad.

## 2.7 Variación del ángulo de ataque

Se denomina ángulo de ataque al ángulo que forma la cuerda geométrica de un perfil alar con la dirección del aire incidente. Para un perfil aerodinámico giratorio, el ángulo de ataque es el ángulo entre la velocidad relativa del viento,  $\omega_r$ , y la línea de cuerda. El ángulo de ataque,  $\alpha$ , depende de la velocidad del viento,  $V$ , la velocidad de rotación,  $R\omega_r$  y el ángulo de posición de la cuchilla  $\theta$ . A medida que  $R\omega_r/V$  aumenta, el ángulo de ataque,  $\alpha$ , disminuye. En consecuencia, el componente de la cuerda de elevación disminuye con la disminución de  $\alpha$ . Además, la relación elevación-arrastre va a cero cuando el ángulo de ataque va a cero. El mejor rendimiento se produce a valores intermedios de  $R\omega_r/V$  debido a que el ángulo de ataque es suficientemente grande para valores altos de  $L/D$  pero no lo suficientemente grandes como para provocar el bloqueo.

Las velocidades del flujo en la parte superior y en la parte inferior del VAWT tipo Darrieus no son constantes como se ve en la figura 13. A partir de esta figura se puede observar que se considera que el flujo ocurre en la dirección axial [23]. La componente de velocidad cordal  $V_c$  y la componente de velocidad normal  $V_n$  se obtienen respectivamente con las siguientes expresiones:

$$V_c = R\omega + V_a \cos \theta \quad (31)$$

$$V_n = V_a \sin \theta \quad (32)$$

Donde  $V_a$  es la velocidad de flujo axial (es decir, velocidad inducida) a través del rotor,  $\omega$  es la velocidad angular,  $R$  el radio de la turbina y  $\theta$  el ángulo azimutal. Refiriéndose a figura 13, el ángulo de ataque ( $\alpha$ ) puede expresarse como:

$$\alpha = \tan^{-1} \left( \frac{V_n}{V_c} \right) \quad (33)$$

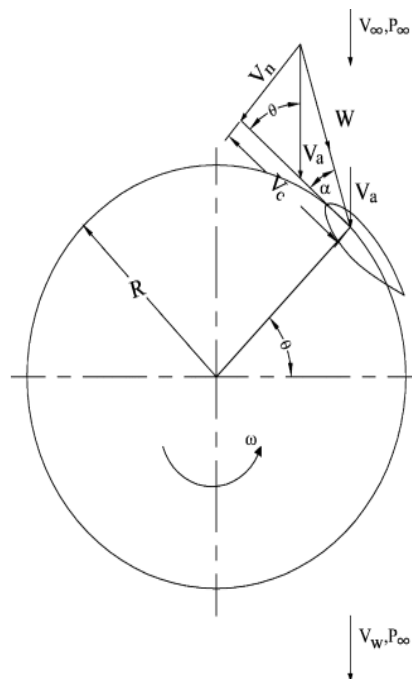


Figura 13: Velocidades de flujo de VAWT tipo Darrieus de cuchilla recta [23].

## 2.8 Aerodinámica computacional

Las teorías aerodinámicas más estudiadas y tener una validación para los generadores eólicos de eje vertical (VAWT) tipo Darrieus se pueden clasificar en tres principales categorías: (1) modelo de momento, (2) modelo de vórtice y (3) modelo de cascada. Los modelos de tubo de corriente son aquellos que requieren menor capacidad de computación aunque no son tan precisos como el modelo de vórtice. A través del tiempo los modelos de tubo de corriente han evolucionado y organizado en diferentes categorías. La primera de estas es tubo simple de corriente el cual abarca toda la extensión del rotor. La interferencia de este modelo está representada por un disco actuador. Ya que el rotor está representado por un solo tubo con un disco actuador, el modelo predice un flujo uniforme para toda la sección transversal y no toma en cuenta las variaciones de los parámetros de flujo entre la zona que va en dirección al viento y en dirección contraria. [38]

### 2.8.1 Modelo del momento

Se encuentran diferentes modelos, entre ellos algunos específicos como por ejemplo BEM, en los cuales básicamente su fundamento es el cálculo de la velocidad del flujo a través de la turbina al igualar la fuerza aerodinámica en las palas con la velocidad de cambio del momento del aire, que es igual al cambio total en la velocidad multiplicada por el caudal másico. La fuerza también es igual a la diferencia de presión media a través del rotor. La ecuación de Bernoulli se aplica en cada tubo de corriente. El principal inconveniente de estos modelos es que se vuelven inválidos para grandes relaciones de velocidad de punta y también para altas solidez del rotor debido a que las ecuaciones de momento en estos casos particulares son inadecuadas [23,39]. En la figura 14 se ilustra las fuerzas que actúan sobre el elemento de la pala donde  $dT$  es el empuje por unidad de longitud,  $m$  la masa por unidad de longitud,  $r$  el radio del elemento,  $\Omega$  la velocidad angular y  $\beta$  ángulo de aleteo.

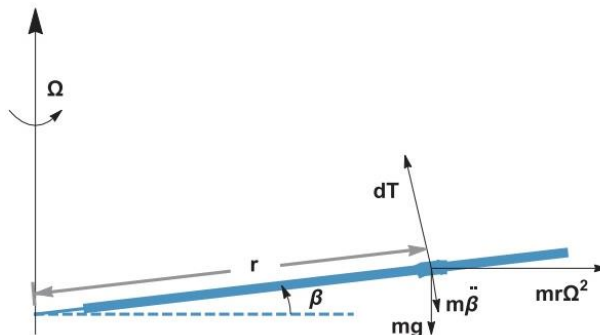


Figura 14. Fuerzas que actúan sobre el elemento de pala [39].

### 2.8.1.1 Modelo de tubo de corriente único

Templin [42] propuso inicialmente el modelo de tubo de corriente única, y lo utilizó en el análisis y predicción del performance de VAWT tipo Darrieus. El modelo de tubo de corriente simple es el primer y más simple método de predicción, como se muestra en la figura 15. Este modelo, se supone que el rotor está encerrado dentro de un solo tubo de corriente, además se ha incorporado el primer concepto de disco actuador en el análisis modelo de predicción de un VAWT tipo Darrieus. Aunque se puede utilizar para predecir el rendimiento en general de una turbina de viento de carga ligera, este modelo siempre predice con mayor potencia que los resultados experimentales. Por otro lado, no se puede utilizar para predecir la distribución de la velocidad del viento a través del rotor [23].

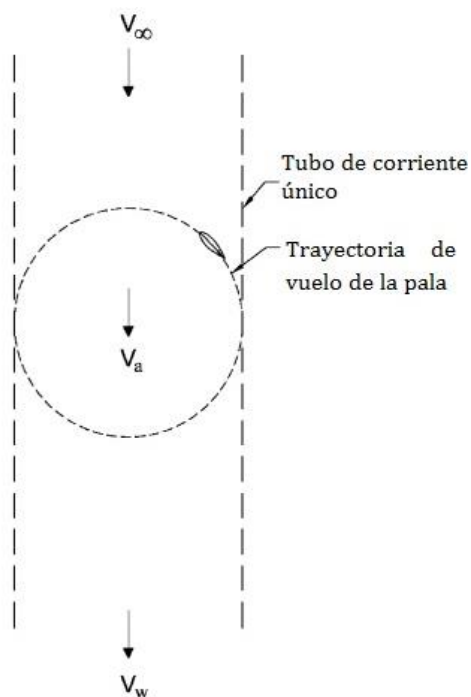


Figura 15. Modelo de tubo de corriente único [23].

### 2.8.1.2 Modelo de tubo de corrientes múltiple

Considerando los inconvenientes del modelo de tubo de corriente única, Wilson y Lissaman [37] introdujeron el modelo de tubo de corriente múltiple en 1974. En este modelo, el volumen de barrido del rotor se dividió en una serie de tubos de paralelos adyacentes y aerodinámicamente independientes, como se muestra en la Figura 15. En cada tubo de corriente, se aplicó el elemento de par y la teoría de momentum. El

flujo se consideró como invisible e incompresible para el cálculo de la velocidad inducida. Pero sólo apareció la fuerza de elevación considerada en el cálculo.

En 1975, Strickland [42] propuso otro modelo de tubo de corriente múltiple mejorado, en el que se incluía la resistencia de la superficie aerodinámica en el cálculo y que podría utilizarse para predecir razonablemente el rendimiento en general de un rotor de carga ligera. La diferencia básica entre los modelos de Wilson y Strickland, en el cual la diferencia es que Strickland consideró el impacto de las fuerzas de arrastre, mientras que Wilson calculó la velocidad inducida por el uso sólo de la elevación teórica.

En 1976, Muraca consideró los efectos de la geometría del perfil aerodinámico, la estructura de soporte, la relación de aspecto, la solidez y la interferencia de la pala en el modelo de flujo múltiple. Sharpe incluyó el impacto del número de Reynolds en el cálculo. Lee y Sharpe modificaron el modelo de tubo de corriente múltiple. Después de la modificación, el modelo ya no utiliza el concepto de tubo de flujo paralelo, expansión de tubos de corriente como un sustituto. En general, el modelo de tubo de flujo múltiple se ha mejorado continuamente, pero predice menor potencia los resultados experimentales.

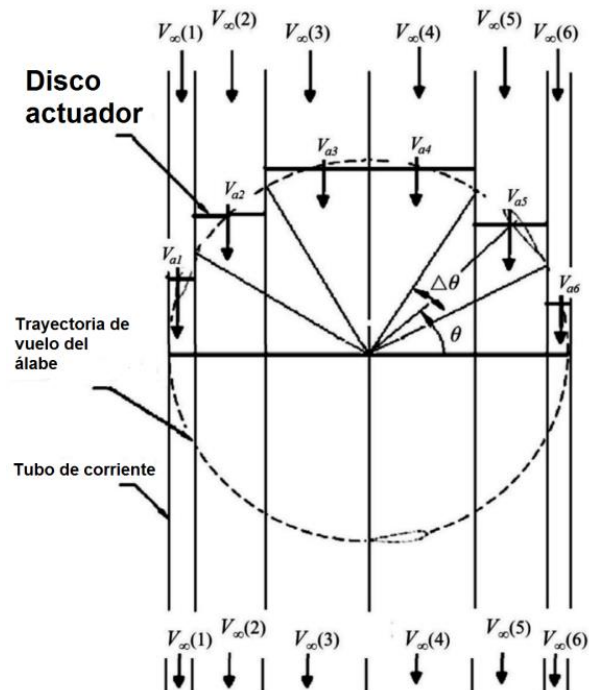


Figura 16. Modelo de tubo de corrientes múltiple.



### 2.8.1.3 Modelo doble de tubo de corriente múltiple

A pesar de las diversas ventajas sobre el modelo de tubo de corriente único también tiene muchos inconvenientes. En consecuencia, Lapin [43] propuso originalmente el concepto de doble disco actuador en tándem para VAWTs tipo Darrieus. Paraschivoiu [44] introdujo un modelo de doble tubo de corriente múltiple basado en el modelo de tubo de corriente múltiple en el cálculo aerodinámico de los VAWTs. En el modelo de tubo doble múltiple, el volumen de barrido por el rotor se dividió en dos hemisferios a lo largo del flujo entrante; En cada hemisferio había caudal superior e inferior; En cada capa, las velocidades inducidas en los tubos de corriente superior e inferior se calcularon basándose en los dos discos de accionamiento en tándem, como se muestra en la figura 17, comparado con los dos modelos de momento anteriores, el modelo de doble tubo de corriente múltiple da una mejor correlación entre los resultados calculados y experimentales; Especialmente, ha mejorado mucho la simulación del efecto de bloqueo dinámico. Sin embargo, bajo condiciones de altas relaciones de solidez y velocidad de la punta, el modelo tendrá una mejorada precisión.

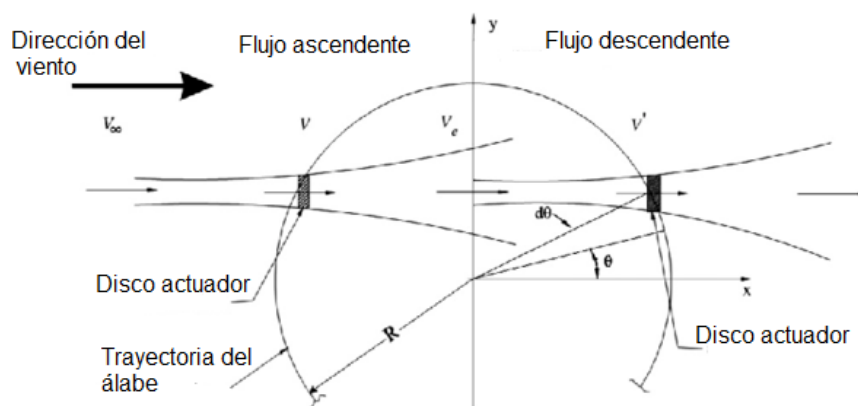


Figura 17. Modelo doble de tubo de corriente múltiple.

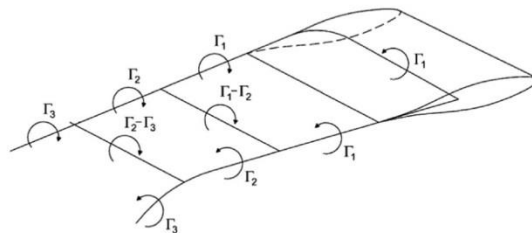
### 2.8.2 Modelo Vortex

En 1975 Larsen [45] fue el primero en introducir un modelo de vórtice bidimensional. Lo utilizó para la predicción del rendimiento de un molino de viento. Si se considera que el vórtice arrastra las puntas de los alabes del rotor no se puede decir estrictamente bidimensional. En este modelo se supone un ángulo de ataque pequeño y como consecuencia de esto el efecto de bloqueo se descuida. Fanucci y Walters [46] en 1976 presentan un modelo de vórtice bidimensional aplicable a una turbina de viento con palas rectas, en su análisis usa un ángulo de ataque

demasiado pequeño que elimina el efecto de bloqueo. Holme [47] en 1976 presentó un modelo de vórtice para una turbina eólica de eje vertical de funcionamiento rápido además de tener un gran número de palas de rectas, estrechas y una relación altura-diámetro (para hacer un supuesto de flujo bidimensional). El análisis es solamente válido para una turbina eólica de carga ligera.

En este método se supone que el ángulo de ataque era pequeño y con ello no se toma en cuenta el efecto de pérdida. Strickland, Webster y Nguyen en 1979 [48] presentaron un modelo de vórtice aplicado a una turbina eólica de eje vertical tipo Darrieus de cuchilla curva. Este modelo de vórtice es una línea de los anteriores solo que es un modelo tridimensional y que incorpora la zona aerodinámico al modelo. En su análisis presentaron resultados experimentales para una serie de configuraciones bidimensionales del rotor donde comparados con el cálculo de sus valores comprobaron una correlación relativamente buena entre las fuerzas instantáneas de los alabes y el flujo próximo de la estela detrás del rotor. Una desventaja de este modelo es el tiempo de computación es demasiado grande.

Strickland, [48] realizó mejoras en el modelo de vórtice anterior. Este modelo es denominado modelo de vórtice dinámico, ya que se incluyen los efectos dinámicos. Se incorpora el efecto dinámico, la circulación de inclinación y el efecto agregado de la masa. Realizaron de nuevo el experimento del anterior modelo pero ahora los correlacionaron con los valores calculados por el modelo de vórtice dinámico y en los últimos resultados experimentales de las fuerzas en las palas y las velocidades de la estela resultaron razonables en alguno casos.



**Figura 18. Modelo de vórtice.**

Un método muy útil desarrollado para el análisis de la turbina Darrieus es el modelo de vórtice libre. Se basa en el reemplazo de la paleta del perfil aerodinámico por un filamento límite de vórtice llamada línea de alineación que cambia su resistencia como una función de la posición azimutal. El uso de una sola línea de vórtice para representar el perfil aerodinámico es una simplificación Bidimensional sobre modelo vórtice de Fanucci y Walters [46] que utiliza tres a ocho límites de vórtices posicionados a lo largo de la línea de curvatura. La línea simple de vórtice representa

el campo de flujo adecuado a grandes distancias sobre una longitud de cuerda desde el perfil aerodinámico.

Debido a la variación del límite del vórtice, los vórtices largos de la envergadura del ala fueron arrojados y sus resistencias son iguales al cambio en la fuerza del límite de vórtice. Por lo tanto, la estela es modelada por un conjunto discreto de filamentos de vórtices libres vertidos desde el extremo de cada hoja de tal manera que satisface el teorema de Kelvin de una manera discreta:

$$\Gamma_{sN-1} = \Gamma_{bN-1} - \Gamma_{bN} \quad (34)$$

Donde  $\Gamma_{sN-1}$  es la fuerza del vórtice arrojado en la iteración de  $N - 1$ ,  $\Gamma_{bN}$  es la fuerza de vórtice unida a  $N$  iteración y  $\Gamma_{bN-1}$  es la fuerza de vórtice unida a la iteración de  $N - 1$ . Los filamentos de vórtice de vertido son confeccionados flujo descendente a la velocidad de flujo local. La velocidad del flujo en cualquier punto se determina por la suma de la velocidad de la corriente libre no perturbada y la velocidad inducida por todos los filamentos de vórtice en el campo de flujo. La velocidad inducida en un punto por un solo filamento de vórtice se calcula a partir de la ley de Biot-Savart. En el análisis bidimensional, correspondiente a rotores de hoja recta, pueden usarse filamentos rectilíneos de longitud infinita perpendiculares al plano de flujo. Entonces, la velocidad inducida en un punto  $p$  es dada por:

$$\underline{v}_p = (\underline{r} \wedge \hat{k}) \frac{\Gamma}{2\pi h'} \quad (35)$$

Donde  $h'$  es la distancia perpendicular al filamento del vórtice a  $p$ ,  $r$  es la unidad de vector en la dirección desde el filamento de vórtice  $p$  y  $\hat{k}$  es el vector unitario en el vector de dirección perpendicular al plano de flujo. Con el fin de permitir el cierre del modelo de vórtice propuesto, debe obtenerse una relación entre la fuerza de vórtice unida y la velocidad de flujo local en la pala. Hasta el presente, se han desarrollado varias técnicas para lograrlo.

Uno de los más exitosos, propuesto por Strickland, compara la elevación por unidad de espacio en la cuchilla con la formulada en términos del coeficiente de elevación de la sección del perfil aerodinámico. Se obtiene la relación requerida entre la fuerza de vórtice unida  $\Gamma_b$  y la velocidad relativa local en el plano de la sección de perfil aerodinámico  $W_R$ .

$$\Gamma_b = \frac{1}{2} c_l c W_R \quad (36)$$

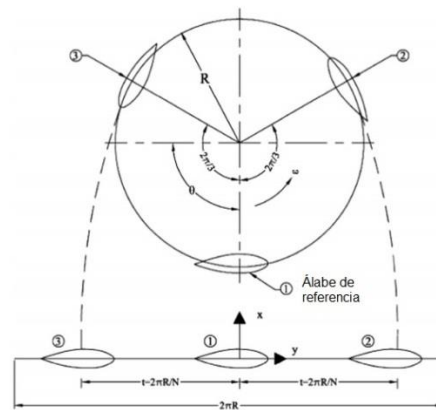
Donde  $c_l$  es el coeficiente de elevación de la sección aerodinámica y  $c$  es la cuerda de la cuchilla. Cabe señalar que los efectos de la parada aerodinámica se incluyen automáticamente en la ecuación (2) a través del coeficiente de elevación de la sección. Un rotor de cuchilla curva requiere un análisis tridimensional en el que sus palas se dividen en un número de segmentos a lo largo de su expansión. Un filamento de vórtice unido rectilíneo reemplaza cada elemento de la pala. Los vórtices spanwise se desprenden de cada uno de ellos de una manera que satisface el teorema de Kelvin. Se puede suponer que el filamento de vórtice elemental permanece recto con sus extremos siendo confeccionados a sus respectivas velocidades de fluidos locales. Por lo tanto, pueden estirarse, trasladados y rotados en función del tiempo.

Al final de cada elemento de cuchilla, un vórtice de arrastre se derrama como consecuencia del teorema de Helmholtz de vorticidad (conservación de  $\Gamma$  a lo largo de un tubo de vórtice). Da como resultado el desprendiendo un sistema de vórtice de malla cuadrangular con vórtices concentrados de igual resistencia a lo largo de cada lado. Los vórtices longitudinales y traseros que se desprenden durante cualquier período de tiempo dado pueden estar relacionados con el cambio en la vorticidad unida con respecto al tiempo ya la posición a lo largo de la cuchilla. La velocidad inducida en cualquier punto en tres dimensiones por cada filamento de vórtice longitud finita se calcula a partir de la ley de Biot-Savart utilizando una expresión ligeramente más compleja que la ecuación. (2). El modelo de Strickland puede tratar tanto los rotores rectos como los curvados.

### 2.8.3 Modelo Cascada

Hirsch y Mandai [49] en 1987 introdujeron el modelo en cascada para la predicción del desempeño de aerogeneradores de eje vertical tipo Darrieus. Esta teoría actúa sobre el principio de la cascada, para aplicar la teoría en la predicción del rendimiento se introducen las expresiones analíticas de la estela y las velocidades inducidas. Se supone que los álabes del rotor se sitúan en una superficie plana (denominada cascada) donde el espacio intermedio de la pala es igual a la distancia circunferencial de la turbina dividida por el número de álabes. La relación entre la velocidad de la estela y la velocidad de corriente libre se establece mediante la ecuación de Bernoulli, mientras que la velocidad inducida está relacionada con la velocidad de estela a través de una expresión analítica asumida en particular. El modelo en cascada puede predecir bastante bien los valores globales de las turbinas de baja y alta solidez. El

tiempo de cómputo es razonable además de no tener ningún problema de convergencia como lo ocasiona la relación de alta velocidad de punta y solidez.



**Figura 19. Modelo de cascada [36].**

Aunque las fuerzas instantáneas del álabes calculadas por este modelo muestran una correlación ascendente en comparación con el modelo de momento convencional, por otro lado se observan algunas deficiencias. Basándose en todas las consideraciones anteriores, esta teoría se toma como adecuada para la solución analítica. Para eliminar las deficiencias de este modelo, se tienen en cuenta dos importantes efectos del bloqueo dinámico y la curvatura del flujo con el lanzamiento del álabes. La teoría ya incorpora el efecto del coeficiente de cero-arrastre y la relación de aspecto finito en el cálculo.

## 2.9 Métodos de Discretización para dinámica computacional de fluidos (CFD)

A través de más de cuarenta años de desarrollo, CFD ha desarrollado varias soluciones numéricas, que difieren principalmente entre sí en la discretización de las ecuaciones de gobierno. De acuerdo con el principio discreto, el CFD puede clasificarse generalmente en tres ramas, es decir, Método de Diferencia Finita (FDM), Método de Elementos Finitos (FEM) y Método de Volumen Finito (FVM).

### 2.9.1 Métodos Diferencias finitas (FDM)

Es el primer método CFD aplicado y más clásico. Al dividir el dominio de solución en mallas de diferencia, FDM sustituye el dominio continuo por nodos de malla finita. FDM son métodos numéricos para aproximar las soluciones a ecuaciones diferenciales usando ecuaciones de diferencias finitas para aproximar las derivadas. Es un método para obtener una solución aproximada convirtiendo directamente el problema

diferencial en un problema algebraico. Sin embargo, FDM requiere la definición de condiciones límite complejo, y por lo tanto no es tan conveniente como Finite Element Method o Finite Volume Method.

### **2.9.2 Método de Elementos Finitos (FEM)**

FEM es un método numérico utilizado por primera vez en los años ochenta. Es una técnica numérica para encontrar soluciones aproximadas a los problemas de valores límite para ecuaciones diferenciales. Como se requiere más tiempo en el cálculo en comparación con FDM y FVM, FEM no es tan ampliamente aplicado. COSMOS y ADINA han sido reportados en la literatura para resolver los problemas de flujo de fluido alrededor de un VAWT [39, 40] sobre la base de FEM.

### **2.9.3 Método del Volumen Finito (FVM)**

FVM es un método para representar y evaluar ecuaciones diferenciales parciales en forma de ecuaciones algebraicas. El volumen finito se refiere al pequeño volumen que rodea cada punto del nodo en una malla. En este método, las integrales de volumen en una ecuación diferencial parcial que contienen un término de divergencia se convierten en integrales de superficie, usando el teorema de divergencia. FVM requiere relativamente menos computación. FVM es actualmente el más ampliamente aplicado método CFD. Actualmente, la mayor parte del software principal de CFD, incluyendo FLUENT, STAR-CD, Phoenics y Flow-3D, adoptan FVM. Perspectiva de la cantidad de cálculo, para modelos con la misma cantidad de mallas, FVM consume menos memoria que FEM; Sin embargo, bajo la condición del mismo número de mallas, FVM proporciona una precisión de cálculo inferior a FEM.

## **2.10 Modelos de turbulencia en CFD**

Las turbinas eólicas de Darrieus operan en entornos turbulentos, por lo que la selección adecuada del modelo de turbulencia es crítica. Como la velocidad de flujo resultante es menor que 0.3 veces al número de Mach, las ecuaciones de Navier-Stokes no compresibles pueden usarse en el cálculo aerodinámico de los VAWTs. Tras la rotación de un VAWT, puede producirse un bloqueo estático o dinámico debido a la separación del vórtice y la inestabilidad del flujo. Por lo tanto, para resolver estos problemas de fluido, un solucionador de líquido inestable es necesario.

La selección de los modelos de turbulencia impactará directamente en los resultados del cálculo. Debido a la precisión y eficiencia razonables, los modelos de turbulencia de RANS han sido ampliamente aplicados en turbulencia simulaciones entre los modelos RANS, modelo SST ha combinado  $k-\omega$  y  $k-\epsilon$  modelos basados en la zona funciones de mezcla.

El modelo SST es considerado como el método más prometedor para simular grandes gradientes de presión adversa y la separación del flujo de aire. En comparación con los modelos de RANS, los modelos de turbulencia de LES requieren más recursos de cómputo; Porque los remolinos independientes mayores pueden ser resueltos directamente a través de ecuaciones gobernantes, mientras que los remolinos más pequeños y homogéneos se consideran usando modelos de sub-rejilla. Sin embargo, los modelos de turbulencia LES son adecuados para una gama más amplia de turbulencias que los modelos RANS. Cummings y Gao, [50, 51] han demostrado que los modelos de turbulencia LES son bastante eficaces en la simulación de los flujos separados inestables. Mientras tanto el modelo ha conquistado las limitaciones del modelo original, y convertirse en el mejor conocido modelo LES.

# Capítulo 3

---

## 3.1 Metodología para el diseño del rotor

Para poder desarrollar el diseño del rotor se debe contemplar las condiciones de trabajo a la que estará sometida la turbina. Dentro de los pasos clave para el desarrollo del diseño se encuentran aspectos como la selección de la topología, la determinación de su aplicación hasta la construcción del prototipo los cuales se describen en cada uno de los apartados [22].

### 3.1.1 Determinar la Aplicación

Para el desarrollo del diseño es importante conocer a donde se designará la turbina eólica, en primer lugar ya se tiene los primeros requerimientos o especificaciones establecidas que es un generador de eje vertical para la zona de la ciudad de Pachuca. Teniendo esto en cuenta el primer paso es la elección del tamaño de la turbina eólica, el tipo de generador que tendrá, operación, forma de instalación y zonas a las cual será destinada como zonas urbanas o rurales. La facilidad de instalación y mantenimiento y la simplicidad en la construcción son consideraciones importantes del diseño para generadores eólicos. En este caso la turbina eólica se destinara para la ciudad de Pachuca con una potencia de 3 kW.

### 3.1.2 Seleccionar topología

Existen diversas topologías para una turbina eólica, la mayoría referentes al rotor, que proporcionan algunas cuestiones clave para el diseño de las turbinas. Dentro del campo de la energía eólica existen fuertes defensores sobre los aspectos de diseño. Un ejemplo es Döner [52] el cual se basa en tres aspectos importantes: a) Posición del eje: horizontal o vertical, b) Fuerza resultante que actúa por el flujo: elevación o arrastre, y c) Relación de velocidades de puntas: máquinas de alta velocidad o máquinas de baja velocidad. Cabe resaltar que para comenzar el diseño se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- ✓ Orientación del eje del rotor: horizontal o vertical;
- ✓ Control de potencia: bloqueo, paso variable, superficies aerodinámicas controlables o sistema de orientación;
- ✓ Posición del rotor: a favor o en contra del viento;
- ✓ Control del sistema de orientación: impulsado, libre, o fijo;
- ✓ Velocidad del rotor: constante o variable;
- ✓ Diseño de la relación de velocidad de punta y solidez;
- ✓ Tipo de eje: rígidas, oscilatorio, cuchillas articuladas, o apoyado en cardanes;
- ✓ Número de álabes;



- ✓ Velocidad del generador: velocidad síncrona, múltiples velocidades síncronas o velocidad variable;
- ✓ Estructura de la torre.

Dentro de estos aspectos solo algunos son importantes para el tipo de rotor el cual se va a diseñar ya que algunos de estos sistemas se pueden desechar por el tipo de rotor de eje vertical como anteriormente se había mencionado. a continuación se desarrolla cada uno de los puntos que son de interés para un VAWT.

### **3.1.2.1 Orientación del eje del rotor: horizontal o vertical**

La selección del tipo de rotor es parte fundamental ya que de aquí se parte para el diseño de cada una de las componentes del rotor, como ya se había mencionado se desarrolla un VAWT, ya tiene mayor ventaja a comparación de un HAWT en zonas urbanas por su fácil instalación en edificios como casas a pesar que este tiene mayor solidez además que puede alcanzar zonas más altas sobre el nivel del suelo. Un VAWT tiene ventajas interesantes sobre los HAWT, una de ellas es que no requieren un sistema de orientación ya que puede captar el viento desde cualquier dirección y por lo tanto sin este tipo de sistema se puede tener un costo de fabricación bajo. Otro punto a favor de los VAWT es que el tren de accionamiento puede estar ubicado en la torre estacionaria.

### **3.1.2.2 Control de potencia del rotor: Stall, Pitch, Yaw, o Superficies Aerodinámicas**

El control de potencia es utilizado para disminuir parte del exceso de energía del viento generada cuando se presentan velocidades aproximadas a 15 m/s pero también para evitar daños en el aerogenerador. Por ello existen diversas opciones para el control de la potencia del rotor sin embargo no todas aplican para los VAWT.

El control de bloqueo (Stall) aprovecha la reducción de la sustentación aerodinámica en los ángulos de ataque elevados para reducir el par a altas velocidades del viento. Para que funcione, la velocidad del rotor debe controlarse por separado, generalmente mediante un generador de inducción conectado directamente a la red eléctrica. Las cuchillas de las máquinas controladas por bloqueo son rígidamente fijadas al resto del eje, dando como resultado una conexión más simple. La naturaleza del control de bloqueo es que la potencia máxima se alcance a una velocidad de viento relativamente alta. El tren de accionamiento debe estar diseñado para acomodar los pares encontrados en esas condiciones, aunque tales vientos pueden ser relativamente infrecuentes. Las máquinas controladas por bloqueo incorporan invariablemente sistemas de frenado separados para asegurar que la turbina pueda cerrarse bajo cualquier eventualidad.

Las máquinas de paso variable tienen palas que pueden girar alrededor de su eje, cambiando el ángulo de paso de la cuchilla. El cambio de inclinación también cambia el ángulo de ataque del viento relativo y la cantidad de par producida. El paso variable proporciona más opciones de control que el control del bloqueo (Stall). Por otra parte, el eje es más complicado porque los cojinetes de paso necesitan ser incorporados, y también se debe incluir de alguna forma el sistema de actuación de paso. En algunas turbinas eólicas, sólo la parte exterior de las palas puede ser lanzada. Esto se conoce como control de paso de parcial.

Algunas turbinas eólicas utilizan superficies aerodinámicas en las palas para controlar o modificar la potencia. Estas superficies pueden adoptar una variedad de formas, pero en cualquier caso las palas deben estar diseñadas para sujetarlas, y deben proporcionarse medios para operarlas. En la mayoría de los casos las superficies aerodinámicas se utilizan para frenar la turbina. En algunos casos, específicamente cuando se usan alerones, las superficies también pueden proporcionar un efecto de fino ajuste.

### **3.1.2.3 Velocidad del rotor: constante o variable**

En la actualidad la mayoría de los rotores permiten que la velocidad de rotación sea variable. Los rotores de velocidad variable pueden funcionar con una relación óptima de velocidad de punta para maximizar la conversión de potencia a velocidades bajas del viento y con relaciones de velocidad de punta bajas a velocidades del viento fuerte para reducir cargas en el tren de transmisión. Por otro lado, los rotores de velocidad variable pueden requerir equipos de conversión de potencia más complicados y costosos en el tren de accionamiento o componentes eléctricos del aerogenerador.

### **3.1.2.4 Relación de velocidad y solidez de la punta del diseño**

La relación de velocidad de punta de diseño de un rotor es esa relación de velocidad de punta donde el coeficiente de potencia es un máximo. La selección de este valor tendrá un impacto importante en el diseño de toda la turbina. En primer lugar, existe una relación directa entre la relación de velocidad de punta de diseño y la solidez del rotor (el área de las palas respecto al área barrida del rotor). Un rotor con una relación de velocidad de punta alta tendrá menos área de cuchilla que el rotor de una máquina más lenta del mismo diámetro. Para un número constante de cuchillas, la cuerda y el grosor disminuirán a medida que disminuye la solidez. Debido a las limitaciones estructurales, hay un límite inferior a cómo fino las láminas pueden ser. Por lo tanto, a medida que la solidez disminuye, el número de cuchillas también disminuye generalmente también. Hay una serie de incentivos para el uso de velocidades más altas. En primer lugar, reducir el número de cuchillas o su peso reduce el costo. Segundo, velocidades de rotación más altas implican pares menores

para un nivel de potencia dado. Esto debería permitir que el balance del tren de accionamiento sea relativamente ligero. Por otro lado, hay algunos inconvenientes a altas proporciones de punta también. Por una parte, los rotores de alta velocidad de punta tienden a ser más ruidosos que los más lentos.

### **3.1.2.5 Eje: Rígido, oscilante, palas articuladas, Gimballed**

El diseño del eje de una turbina eólica es un componente importante en general dentro del mismo. Las opciones principales de un eje son rígidas, oscilantes, o con bisagras (Gimballed). La mayoría de los aerogeneradores emplean rotores rígidos. Esto significa que las cuchillas no pueden moverse en las direcciones de los bordes y de las aristas. Sin embargo, el término "rotor rígido" incluye aquellos con cuchillas de paso variable. Los rotores de las turbinas de dos palas suelen oscilar. Esto significa que una porción del eje está acoplado en cojinetes y puede oscilar hacia adelante y hacia atrás, dentro y fuera del plano de rotación. Las cuchillas a su vez están conectadas rígidamente a la porción oscilante del eje, de modo que durante el movimiento en oscilación una cuchilla se mueve en la dirección del viento, mientras que la otra se mueve hacia el viento. Una ventaja de los rotores oscilantes es que los momentos de flexión en las cuchillas pueden ser muy bajos durante el funcionamiento normal.

### **3.1.2.6 Rigidez: Flexible o Rigidez**

Las turbinas con relaciones de velocidad de punta de diseño más bajas y mayor solidez tienden a ser relativamente rígidas. Las turbinas más ligeras y más rápidas son más flexibles. Las turbinas más grandes son también más flexibles que las turbinas más pequeñas de un diseño similar. La flexibilidad puede tener algunas ventajas en aliviar las tensiones, pero los movimientos de la cuchilla también pueden ser más impredecibles. Lo más obvio es que una cuchilla flexible en una turbina contra el viento puede estar lejos de la torre cuando está descargada, pero posiblemente podría golpearla con fuertes vientos. Los componentes flexibles tales como cuchillas o torres pueden tener frecuencias naturales cercanas a la velocidad de funcionamiento de la turbina. Esto es algo que hay que evitar. Las cuchillas flexibles también pueden experimentar un movimiento de "aleteo", que es una forma de operación inestable e indeseable.

### **3.1.2.7 Número de palas**

La mayoría de las turbinas eólicas modernas usadas para generar electricidad tienen tres palas, aunque algunas tienen dos o incluso una. Tres palas tienen la particular ventaja de que el momento de inercia polar con respecto al guiñada es constante y es independiente de la posición azimutal del rotor. Esta característica contribuye a un

funcionamiento relativamente suave incluso mientras gira. Un rotor de dos láminas, sin embargo, tiene un menor momento de inercia cuando las palas son verticales que cuando son horizontales. Este "desequilibrio" es una de las razones por las que la mayoría de las turbinas eólicas de dos palas utilizan un rotor oscilante. El uso de más de tres cuchillas también podría dar lugar a un rotor con un momento de inercia independiente de la posición, pero más de tres hojas se utilizan raramente. Esto se debe principalmente a los mayores costos que estarían asociados con las cuchillas adicionales. Una consideración clave en la selección del número de cuchillas es que la tensión en la raíz de la cuchilla aumenta con el número de cuchillas para una turbina de una solidez dada. Por lo tanto, todas las demás cosas siendo iguales, el aumento de la relación de velocidad de punta de diseño implica disminuir el número de cuchillas. Por otro lado, debe proporcionarse un contrapeso para equilibrar el peso de la hoja única. El factor estético de la aparición del desequilibrio es Otra consideración.

### **3.1.2.8 Velocidad del generador**

Las opciones de velocidad del generador incluyen tener una velocidad síncrona, varias velocidades síncronas o un rango de velocidades continuamente variables. La inducción típica de jaulas de ardilla y los generadores síncronos, en función de su diseño, tienen una velocidad síncrona. Otras opciones son un generador con dos conjuntos de devanados, lo que resulta en un generador con dos velocidades de funcionamiento, dependiendo de que el devanado sea energizado. Las opciones de velocidad variable incluyen pequeños rangos de funcionamiento de velocidad variable proporcionados por generadores de inducción de alto deslizamiento o rangos más amplios de funcionamiento de velocidad variable que se consiguen con generadores de inducción de rotor bobinado, generadores de imán permanente o generadores estándar con potencia a plena carga conversión.

La elección de la velocidad del generador tiene un efecto significativo en el diseño y el peso de otros componentes, como la caja de cambios y la electrónica de potencia. La elección de la velocidad del generador determinará la necesidad de electrónica de potencia. La elección de las características del rotor y del generador (velocidad fija o variable) también determinará varios aspectos del diseño del tren de impulsión. Las velocidades fijas del rotor y del generador, o las velocidades del rotor y del generador que varían, pero que se siguen entre sí, generalmente utilizan un eje paralelo o una caja planetaria o un híbrido de ambos. Si la velocidad del rotor y la velocidad del generador han de ser las mismas, no se necesita ninguna caja de cambios. Si, por otra parte, la velocidad del rotor y la velocidad del generador deben variar y no ser iguales, entonces algo como un convertidor de par será necesario en el tren de la impulsión.

### **3.1.2.9 Estructura de la torre**

La torre de una turbina eólica sirve para elevar el conjunto de la góndola del rotor en el aire. Para una máquina de eje horizontal, la torre debe ser al menos lo suficientemente alta como para evitar que las puntas de las palas toquen el suelo a medida que giran. En la práctica, las torres son generalmente mucho más altas que eso. Los vientos son casi siempre mucho más fuertes cuando la elevación sobre el suelo aumenta y son menos turbulentos. Si todas las demás cosas son iguales, la torre debe ser tan alta como sea posible. La elección de la altura de la torre se basa en un equilibrio económico entre el aumento de la captura de energía y el aumento del costo.

### **3.1.2.10 Limitaciones del diseño**

Hay inevitablemente una serie de otros factores que influirán en el diseño general de una turbina eólica. Estos incluyen factores climáticos, factores específicos del sitio y factores ambientales, como se resume a continuación.

### **3.1.3 Estimación preliminar de cargas**

Al inicio del diseño se debe conocer las cargas a la cual estará sometida la turbina para su correcto funcionamiento además de servir como una entrada de sus componentes. La estimación de cargas implican el uso de escalamiento de cargas dentro del diseño, las estimaciones de cargas se irán perfeccionando durante el desarrollo del diseño con ayuda de la especificación de los detalles. También se debe considerar todas las cargas que podrá soportar la turbina, esto incluye las condiciones ambientales externas, como la velocidad máxima esperada del viento, y los requerimientos funcionales. Estas condiciones se utilizan en la estimación preliminar de las cargas así como en estimaciones más detalladas en el proceso.

### **3.1.4 Desarrollo del diseño tentativo**

Obtenidas las cargas preliminares se despliega el primer bosquejo del diseño en el cual se considera varios de los subsistemas de los cuales estará conformada la turbina eólica. Los componentes a considerar son:

- ✓ Rotor (palas, cubo, superficies de control aerodinámico);
- ✓ Transmisión (ejes, acoplamientos, caja de cambios, frenos mecánicos, generador);
- ✓ Torre (fundación y montaje).

También hay una serie de aspectos generales que se deben tomar en cuenta que pueden aplicarse a todas las turbinas eólicas. Algunos de estos incluyen:

- ✓ Métodos de fabricación;
- ✓ Facilidad de mantenimiento;
- ✓ Estética;
- ✓ Ruido;
- ✓ Otras condiciones ambientales.

### **3.1.5 Predecir el rendimiento**

Otro factor importante en el proceso de diseño es predecir el rendimiento de la turbina esto será en función a la elección del tipo del rotor, generador, la eficiencia del tren de accionamiento y método de funcionamiento por mencionar algunos.

### **3.1.6 Estimación de costos y costos de energía**

La estimación de costos y de costo de energía tiene un papel importante dentro del proceso de diseño de la turbina eólica, ya que el factor clave aquí es el costo de la fabricación de la turbina y su productividad. Por lo tanto, es necesario ser capaz de predecir el costo de la máquina, tanto en la etapa de prototipo y, lo más importante, en la producción. Los componentes de la turbina eólica son típicamente una mezcla de artículos disponibles comercialmente y artículos especialmente diseñados y fabricados. Los artículos disponibles comercialmente tendrán típicamente los precios que serán bajados solamente levemente cuando comprado en volumen para la producción en masa. Los artículos especiales serán a menudo bastante costosos en el nivel del prototipo, debido al trabajo del diseño y al esfuerzo implicado en construir apenas uno o algunos de los artículos.

## **3.2 Selección del rotor**

Después de recaudar información sobre los rotores de eje vertical y sus diversas variaciones, se buscó una opción de diseño que satisficiera los requerimientos de diseño establecidos y así poder comenzar con el diseño del prototipo. Dentro de las diversas posibilidades se revisaron patentes así como VAWT comerciales. A continuación se presenta una tabla comparativa sobre el análisis de propuestas para la elaboración del prototipo.

**Tabla 1: Análisis de propuestas de diseño**

Aspectos a evaluar	Tipo de rotor		
	Savonius	Darrieus	
		Hoja recta	Helicoidal
Ventaja general del diseño	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ No tiene problema con el auto arranque por el diseño de sus aspas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Fácil fabricación</li> <li>✓ Fácil instalación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ No presenta variaciones tan grandes en la fluctuación del torque.</li> </ul>
Fabricación dentro de las instalaciones del ITP	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Se puede fabricar dentro de las instalaciones si se utiliza un diseño sencillo.</li> <li>✓ Para diseños más elaborados se requiere procesos fuera de las instalaciones e incrementa el costo de fabricación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Por su diseño es fácil fabricar en el taller de la institución.</li> <li>✓ Es posible utilizar moldes de materiales compuestos para su fabricación.</li> <li>✓ Dentro de las instalaciones se cuenta con la maquinaria necesaria para su elaboración.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Puede fabricarse dentro de las instalaciones del ITP aunque no será sencilla y habrá ciertos procesos que se necesiten realizar fuera de las instalaciones.</li> </ul>
Ensamblaje y mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ La dificultad reside en el diseño, si este es sencillo puede realizarse sin problemas .</li> <li>✓ Con un diseño elaborado se requiere de personas especializadas en el tema además de procesos externos a los existentes en la institución.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Si se realiza un diseño elaborado, se puede tener un gran número de componentes lo que aumentaría su dificultad de ensamblaje.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ La dificultad del ensamblaje se concentraría solo en la parte del rotor debido a la forma de hélice de las palas.</li> </ul>
Proceso de fabricación	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Algunas variantes están basadas en procesos de termo fluidos e inyección de plástico.</li> <li>✓ Se puede elaborar dentro del ITP a partir de materiales compuestos como por ejemplo la fibra de vidrio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Se puede obtener las aspas a partir de estructuras armadas y sesiones laminadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Por la complejidad de la pala su fabricación requiere de procesos fuera de las instalaciones del ITP.</li> </ul>
Materiales	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Dependiendo de si diseño se pueden utilizar diversos materiales.</li> <li>✓ Para un diseño sencillo en forma de "S" se puede utilizar polímeros o algunos metales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Debido a la sencillez del diseño se puede elaborar con diversos materiales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Los materiales más comunes son fibra de vidrio u polímeros aunque también se puede utilizar metales.</li> </ul>

El punto de partida para la selección del rotor fue que tipo de VAWT sería óptimo de acuerdo a su funcionamiento, el cual se determinó que es un rotor tipo Darrieus ya que tiene mayor eficiencia que los dispositivos tipo Savonius.

### 3.3 Elección del rotor

El rotor seleccionado para el diseño del generador eólico de eje vertical es un Darrieus helicoidal, el cual fue seleccionado por las siguientes razones:

- ✓ Varios autores han presentado estudios en el cual presenta un buen funcionamiento a comparación otros tipos de VAWT.
- ✓ Un diseño helicoidal garantiza que siempre haya una sección de hoja en cada ángulo de ataque posible.
- ✓ El uso de palas helicoidales permite deshacerse del par pulsante que daña la vida útil del rotor.
- ✓ Tiene mejor capacidad de auto arranque que los generadores de palas rectas.
- ✓ En ciertas velocidades del viento pueden incrementar su coeficiente de poder hasta un 5% comparado con otros rotores de las mismas dimensiones.

De acuerdo a estos aspectos se proponen algunas configuraciones que permitan satisfacer los requerimientos de diseño establecidos previamente o al menos en su mayoría.

### 3.4 Propuestas de diseño

Para el diseño conceptual del rotor, se propusieron como medidas tentativas un diámetro de 1.6 m por 1.8 m de altura y una cuerda de 0.4 m. En la búsqueda de posibilidades de diseño de para el generador eólico se desarrolló un modelo tridimensional de la propuesta general del rotor donde principalmente se observa las variantes de los anclajes y tipos de paletas a utilizar.

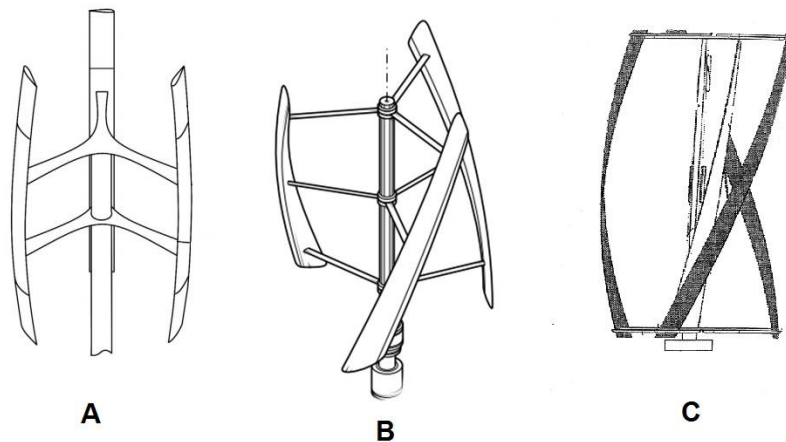


Figura 20. Propuestas del rotor.



1. En la propuesta A se puede observar que la estructura del soporte se divide en dos anclajes. El primero ubicado a la altura de  $2/3$  de la longitud de la pala y la otra por debajo de la línea central del rotor. Como se observa en la Figura 18a el anclaje es una sola pieza conectada a los 3 alabes y al eje de rotación. Con respecto a las palas presentan una pequeña curvatura hacia el eje.
2. La propuesta B consiste en 3 anclajes o soportes para unir las palas con el eje, están ubicados cerca de la parte superior e inferior de la pala y en el centro, las palas de este rotor pueden fabricarse con materiales compuestos como fibra de vidrio.
3. La propuesta C es un rotor el cual consta de dos soportes en la parte superior e inferior del rotor permitiendo ser más fácil su fabricación en comparación con las propuestas anteriores (A y B), los cuales están unidos a las palas, esta turbina puede ser elaborada con aluminio

A continuación se presenta en la Tabla 2 un análisis de las propuestas antes mencionadas para el desarrollo del diseño y su viabilidad de fabricación del prototipo dentro de la institución.

**Tabla 2. Tabla comparativa de las propuestas de rotores helicoidales**

Propuesta	Fabricación dentro del ITP	Materiales
A	Es necesario máquinas de control numérico y bloques de aluminio del tamaño de las palas	Fibra de vidrio, polímeros, madera y aluminio
B	Se puede realizar dentro de las instalaciones sin embargo existe la necesidad de realizar algunas piezas fuera de la institución,	Fibra de vidrio
C	Se puede fabricar dentro de las instalaciones con algunas de las maquinas disponibles dentro del taller mecánico.	Aluminio

De las propuestas ya mencionadas se determinó que la más óptima es la propuesta C por su facilidad de fabricación dentro de la institución ya que se puede utilizar la maquinaria y recursos existentes. Además de que el diseño tendrá un ensamblaje sencillo.

### 3.5 Desarrollo del diseño

En el transcurso de esta etapa del proyecto, se comenzó a analizar las actividades planteadas en la metodología ya que una vez aprobada la propuesta del rotor se comenzó analizando las especificaciones del diseño y así dar paso al diseño conceptual y de detalle del rotor, sustentando la propuesta con los cálculos necesarios y en algunos casos complementándolos con análisis de elemento finito y análisis CFD.

Una vez concluido el diseño de detalle, fue presentado para su aprobación y así dar inicio con la planeación y fabricación del prototipo, pasando por el montaje y culminando con la obtención del prototipo. A continuación se enuncian y exponen las actividades desarrolladas para el avance del proyecto

- Planteamiento y análisis de las especificaciones de diseño
- Diseño conceptual
- Diseño de detalle

#### 3.5.1 Propuesta y análisis de las especificaciones de diseño

Para iniciar con el diseño del rotor es necesario tener como base ciertas especificaciones de las cuales partirán los criterios para el diseño con la finalidad del que este cumpla su trabajo adecuadamente. Primero la más importante es el área de trabajo de la turbina y las condiciones ambientales que afectan directamente al funcionamiento óptimo del rotor. Se realizó una serie de cálculos necesarios para el diseño conceptual del prototipo que serán descritos más adelante.

Por otra parte se expone una configuración singular como la que es utilizada en la fabricación de las alas de los aviones como se muestra en la figura 21. Esta configuración se eligió debido a su fácil fabricación y costo bajo a comparación de otras que se tendrían que trabajar con un tipo de maquinaria más especializado ocasionando costos más altos.

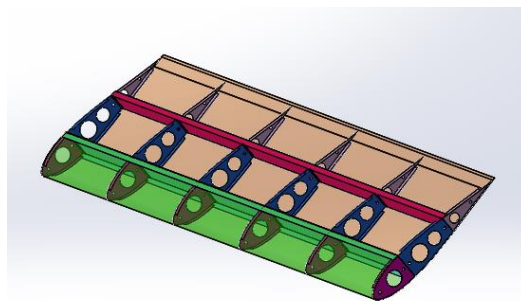


Figura 21. Modelo CAD de la estructura del álabe.

Una vez expuesta esta estructura se plantea la configuración del rotor, en la cual se propuso que la pala tenga un soporte adecuado asimismo que su montaje y mantenimiento sea sencillo, esto a su vez facilita la fabricación de los demás componentes. Se propusieron que las palas estuvieran sujetas a los brazos por la parte superior e inferior como se muestra en la figura 20, de acuerdo a los parámetros de diseño, previamente mencionados, se presentó la siguiente propuesta.

### 3.5.1.1 Área de trabajo

Como parte del desarrollo de un diseño es saber cuál será su uso y aplicación del prototipo, en este caso el generador eólico será específicamente instalado en la ciudad de Pachuca se deben tener presentes las condiciones ambientales que pueden afectar su funcionamiento y descartas las que no, como por ejemplo la formación de hielo en las aspas. El prototipo será instalado en el Instituto Tecnológico de Pachuca ubicado al sur de la ciudad de Pachuca. La ciudad está situada a 2400 m.s.n.m lo que proporciona una densidad del aire de  $0.967 \text{ kg/m}^3$  sin embargo el dispositivo puede trabajar en zonas con condiciones similares a la ciudad.

Los parámetros climáticos en Pachuca que se deben conocer para tener un panorama sobre las condiciones de trabajo a la que estará sometida la turbina se pueden ver en la tabla 3.

**Tabla 3. Parámetros climáticos en Pachuca**

Mes	Promedio
Temp. Máx. absoluta (°C)	29.75
Temp. máxima media (°C)	21.36
Temperatura media (°C)	13.98
Temp. mínima media (°C)	6.60
Temp. Min. Absoluta (°C)	-3.00
Precipitación total (mm)	34.33
Días de precipitación ( $\geq 0.1$ )	3.50
Días de lluvia ( $\geq 0.1$ )	6.69
Horas de sol	224.52
Humedad relativa (%)	62.42

A continuación se presentan los cálculos realizados para el desarrollo del diseño en los cuales se utilizaron datos recopilados en trabajos anteriores para tener una mayor aproximación, se considera una velocidad del viento máxima de 12 m/s a la cual el rotor estará trabajando.

Potencia del viento ecuación 1

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A V^3 = \frac{1}{2} (1.22)(2.88)(12)^3 = 3035.7504 \text{ W} \quad (37)$$

Un parámetro importante es el número de Reynolds para la caracterización del fluido de trabajo y el análisis de dinámica de fluidos, este se obtiene por medio de la siguiente ecuación.

$$Re = \frac{\rho V l}{\mu} = \frac{V l}{\vartheta} \quad (38)$$

Para realizar el siguiente cálculo los valores de  $\mu$  y  $\vartheta$  fueron obtenidos de la tabla incluida en el anexo 1 para una temperatura de 20°C.

$$Re = \frac{V l}{\vartheta} = \frac{(12)(0.4)}{1.51 \cdot 10^{-5}} = 317880.795$$

Autores de trabajos previamente realizados afirman que es factible igualar la energía que el rotor entrega en la salida a la energía cinética del rotor, para ello se requiere tomar la eficiencia total del rotor además de las pérdidas presentes en los sistemas auxiliares, en este caso se considera que será del 50%, con ello es posible determinar la velocidad angular teórica del rotor.

$$E_r = \frac{1}{2} l * \omega^2 \quad (40)$$

Dónde:

$$l = 3 \left( \frac{1}{3} m * H^2 \right) \quad (39)$$

$$l = 3 \left( \frac{1}{3} (10.89) * 1.8^2 \right) = 35.28$$

Despejando la velocidad angular de la ecuación (20) y utilizando el dato anterior. Se tiene que:

$$\omega = \sqrt{\frac{2 * (3000)}{35.28}}$$

$$\omega = 10.64 \frac{rad}{seg} = 101.60 rpm$$

El torque **Q** se puede obtener despejando la siguiente ecuación:

$$P_{RT} = Q * \omega \quad (40)$$

$$Q = \frac{P}{\omega}$$

$$Q = \frac{2000}{10.64}$$

$$Q = 187.96 Nm$$

### 3.5.2 Diseño conceptual

Como primer requerimiento del diseño se estableció que la turbina fuera capaz de generar 3 KW y continuando con los datos adquiridos en el análisis de propuesta del rotor se estableció que es un rotor tipo Darrieus de palas helicoidales configurada como se observa en la figura, donde se observa el ángulo  $\alpha$  y el radio del rotor.

A continuación se presentan los cálculos de los parámetros útiles para la caracterización del rotor a partir de los siguientes datos definidos que son: altura del rotor (H) de 1.8 m, diámetro del rotor (D) de 1.6 m, longitud de cuerda del álabe (c) de 0.4 m y número de palas (n) de 3.

Área de barrido del rotor

$$A = H * D \quad (41)$$

$$A = (1.8 \text{ m})(1.6 \text{ m})$$

$$A = 2.88 \text{ m}^2$$

Relación altura diámetro:

$$R_D = \frac{H}{D} \quad (42)$$

$$R_D = \frac{1.8}{1.6}$$

$$R_D = 1.125$$

Relación cuerda/diámetro:

$$R_{CD} = \frac{c}{D} \quad (43)$$

$$R_{CD} = \frac{0.4}{1.8}$$

$$R_{CD} = 1.125$$

Reducción de relación de aspecto de la paleta:

$$AR = \frac{H}{c} \quad (44)$$

$$AR = \frac{1.8}{0.4}$$

$$AR = 4.5$$

Ángulo de inclinación de la pala:

$$\phi = \tan^{-1} \left( \frac{nH}{\pi D} \right) \quad (45)$$

$$\phi = \tan^{-1} \left( \frac{3(1.8)}{\pi(1.6)} \right)$$

$$\phi = 47^\circ$$

Solidez:

$$\sigma = 0.798285$$

Estas particularidades posibilitan el análisis del rotor para compararlo con una serie de rotores con diferentes resultados además de ser una forma de sustentar el diseño con la comparación de resultados.

### 3.5.2.1 Sección central

Esta parte está conformada por el eje, plato superior, plato inferior y la flecha como se muestra en la figura. Esta parte del rotor se encuentra sometida a la carga de las paletas así como a las reacciones de los eslabones producidos por las palas.

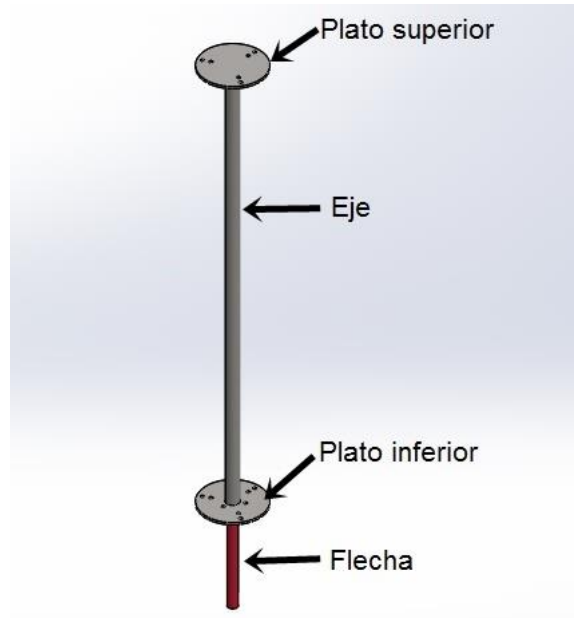


Figura 22. Ensamblaje de la sección central.

Debido a esto se requirió analizar estáticamente este componente y de esta manera validar el diseño propuesto, analizando su deformación por medio del software ANSYS. En la figura puede verse la deformación que presenta.

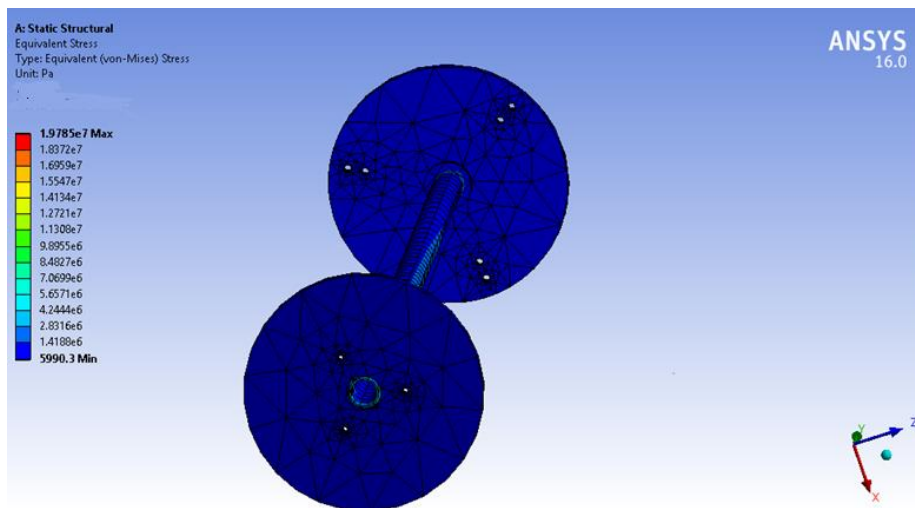
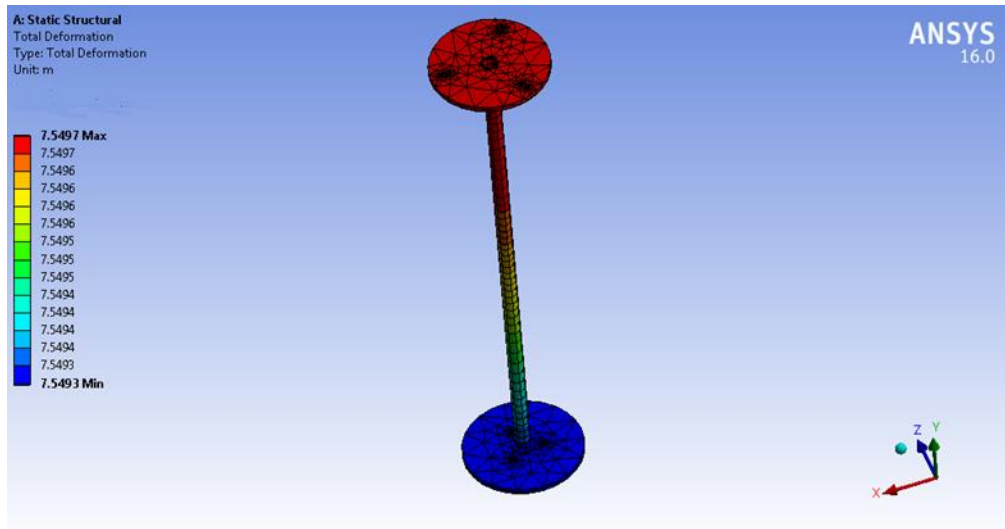


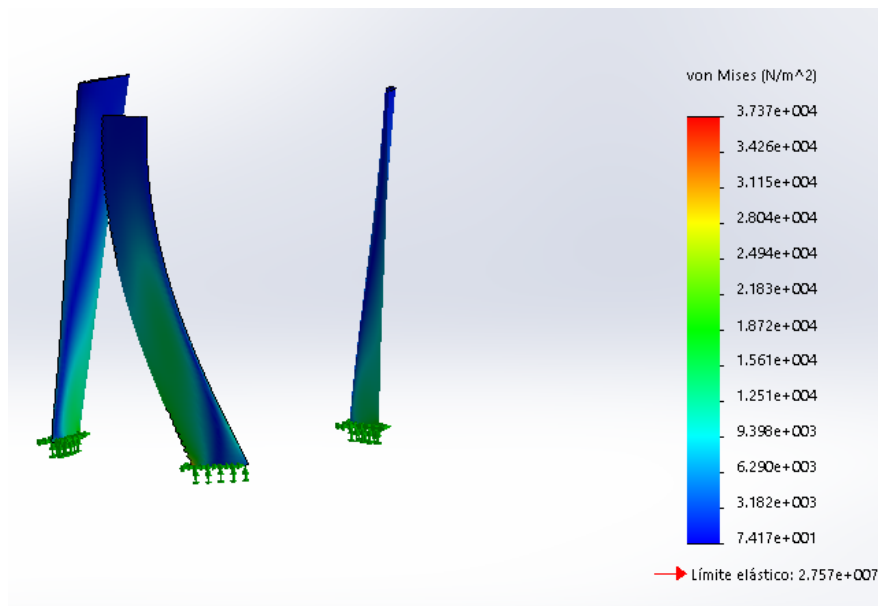
Figura 23. Tensiones de Von Mises presentadas en el análisis estático de la sección central.



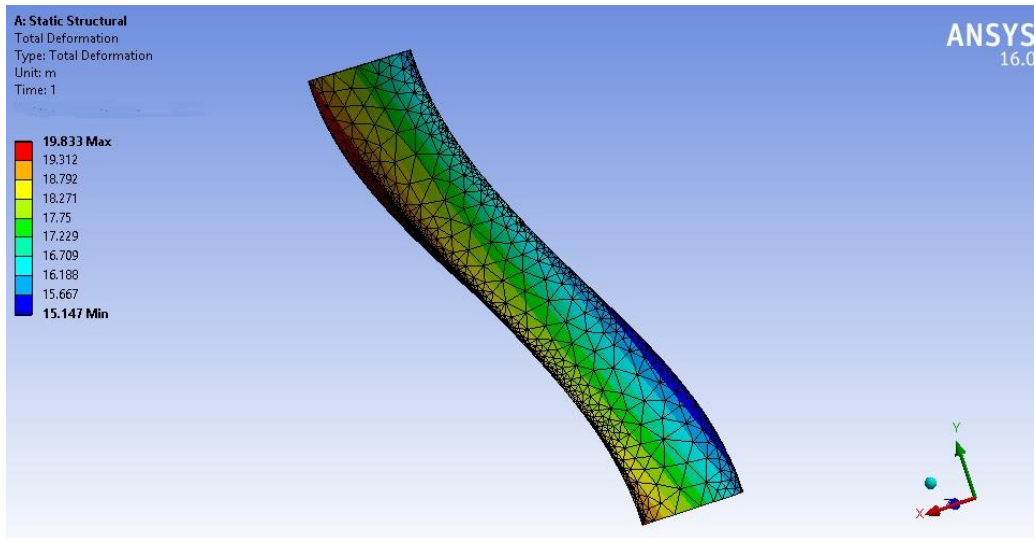


**Figura 24. Deformación en la sección central.**

Por otra parte se analizaron las palas para conocer los esfuerzos a los que estarían sometidas, este análisis se realizó en SolidWorks.



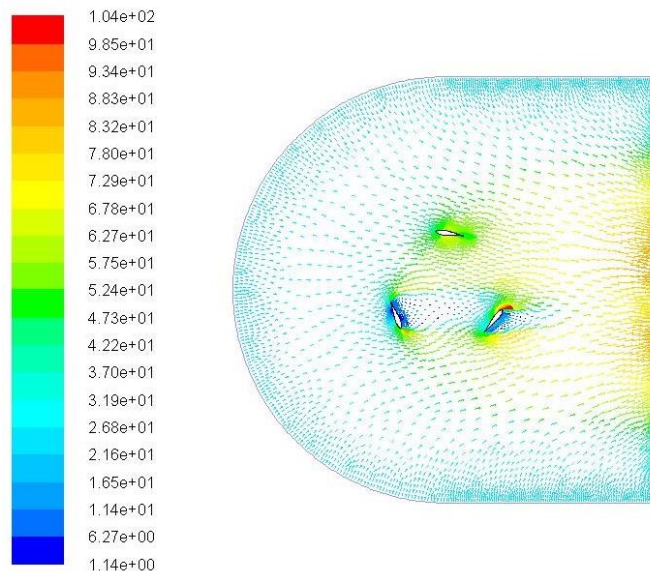
**Figura 25. Tensiones de Von Mises presentadas en el análisis estático de las cuchillas.**



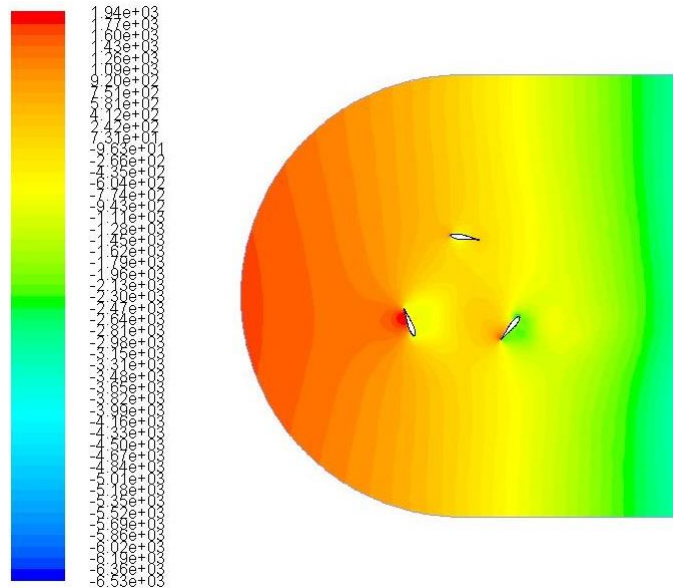
**Figura 26. Deformación unitaria resultante presentada en el análisis estático.**

### 2.5.2.2 Rotor

Se realizó un análisis con el objetivo de examinar el comportamiento del aire a través del rotor. La simulación se realizó con el software de ANSYS Fluent con los parámetros de funcionamiento adecuados y un modelo de turbulencia Spalart-Allmaras en 2D. En el cual se obtuvieron los siguientes resultados mostrados en las figuras.



**Figura 27. Vectores de velocidad.**

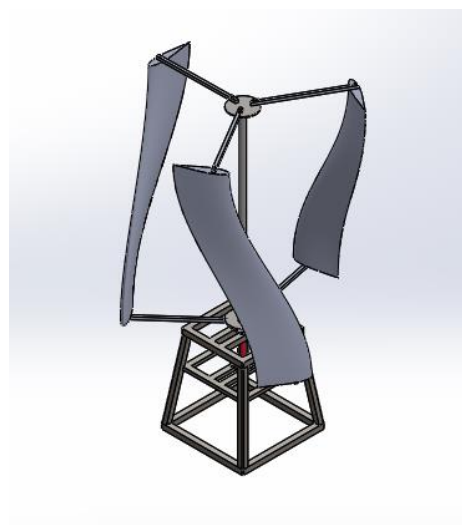


**Figura 28. Contornos de presión.**

Los vectores de velocidad nos muestran e incremento o decremento de la velocidad del aire sobre el rotor así como su comportamiento en cada sección del perfil. Por otra parte los contornos de presión otorgan una mirada a las secciones que se encuentran sometidas a presión o succión ocasionadas por la interacción de las palas con el aire.

### 3.5.3 Diseño de detalle

Obtenidos los resultados de los previos cálculos se logró adquirir la propuesta final del rotor, en la figura se muestra el diseño final de la turbina eólica donde se puede contemplar cada elemento que lo conforma además de su base. Los planos de diseño de cada elemento se muestran en el anexo “planos del rotor”.



**Figura 29. Propuesta del rotor.**

### 3.5.4 Fabricación

La manufactura de todos los elementos del rotor y la base del aerogenerador se realizó en base a los planos. Cada elemento se fabricó de acuerdo a los requerimientos establecidos, debido a esto los componentes, en particular las palas, se realizaron artesanalmente. A continuación se describe con detalle la elaboración de cada parte.

#### 3.5.4.1 Alabes

Los alabes están conformados principalmente por las siguientes partes: largueros, costillas, tapas y cubiertas. Cada pieza está elaborada con lámina de aluminio 1100, sus especificaciones pueden observarse en el anexo. La estructura interior de la pala se conforma por dos largueros, costillas formadas por la nariz, parte media y la punta mostradas en la figura.

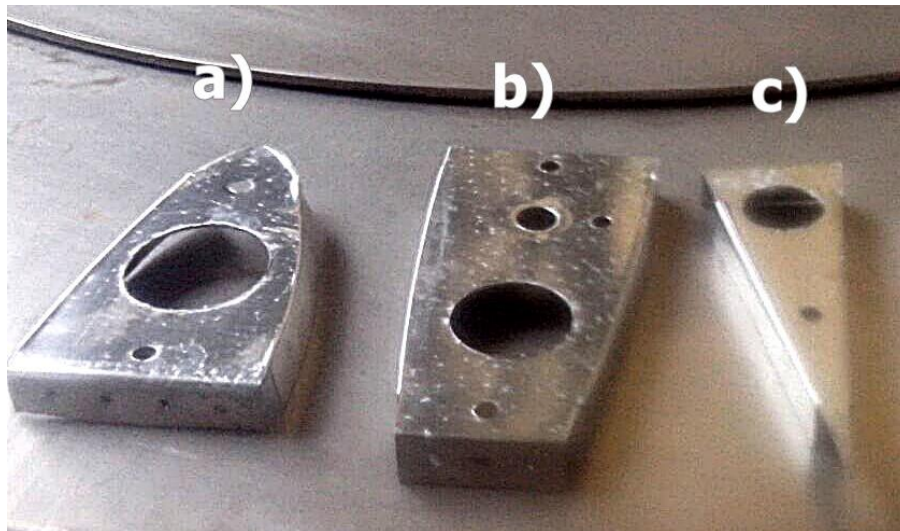


Figura 30. Partes de la costilla a) nariz, b) parte media y c) punta.

Para su fabricación se realizaron las plantillas en SolidWorks. Las cuales fueron utilizadas para perfilar y manufacturar las piezas necesarias para formar la estructura. Se fabricaron en total 54 piezas para las tres paletas que conformaron el rotor.

Por otra parte se elaboraron dos largueros que van unidos a las costillas y dar así forma a la estructura interior, cada larguero tiene diferente dimensión y llevan dobleces en los extremos de 90°, como se muestra en la figura.



**Figura 31. Ensamble de largueros con costillas.**

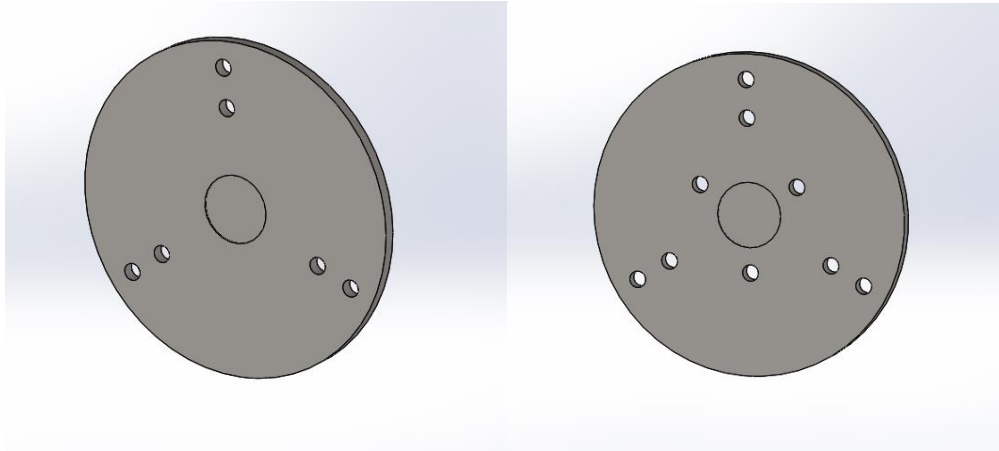
La cubierta exterior del alabe se dividió en dos partes, la primera es la que abarca la parte de la nariz de la costilla por otra parte la segunda abarca la parte media y la punta de la costilla, en la figura se muestra parte



**Figura 32. Ensamble de la cubierta exterior con la estructura interior.**

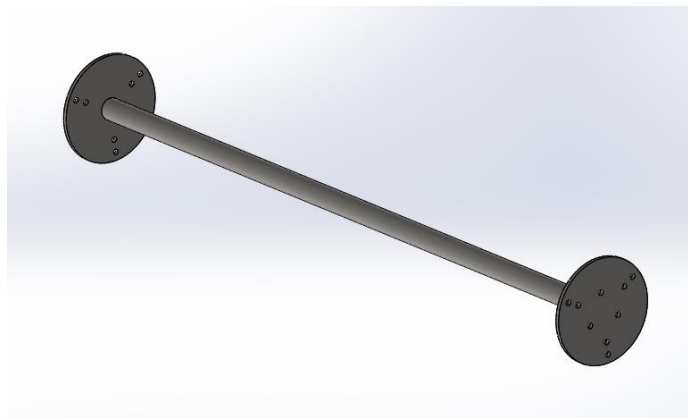
### **3.5.4.2 Parte central del rotor**

Los discos tanto superior como inferior fueron fabricados con placa de acero AISI 1020 de 7.93 (3/8 in) de espesor, la pieza fue cortada y maquinada para así ser unida al eje por medio de soldadura. En la figura a la izquierda se puede observar el plato superior y ala derecha el disco inferior, el cual está unido a la flecha.



**Figura 33. Modelo CAD del disco superior y disco inferior.**

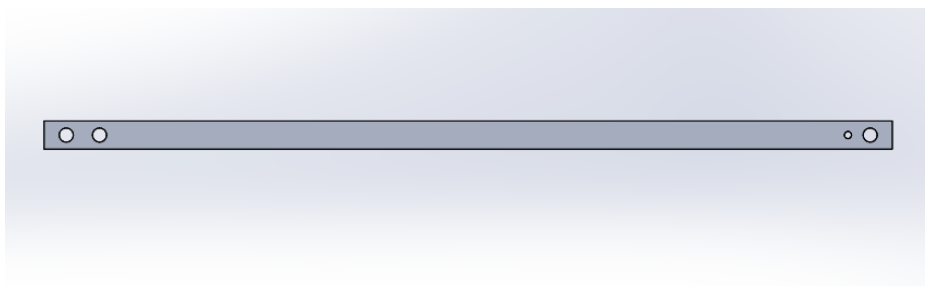
El eje consiste en un tubo de acero de 0.0508 m de diámetro soldado a los discos como se muestra en la figura.



**Figura 34. Modelo CAD de la parte central del rotor.**

### 2.5.4.3 Brazos

Para los brazos se utilizó una barra sólida de aluminio de 1100 para elaborar las 6 piezas requeridas. Se maquinaron los barrenos necesarios en ambos extremos para su montaje.



**Figura 35. Modelo CAD brazo.**

### 3.5.4.4 Flecha

Este componente fue fabricado en acero AISI 1020 a partir de proceso de corte, torneado y soldadura como se puede observar en la figura. Este elemento es primordial ya que posibilita el movimiento de rotación.



Figura 36. Flecha.

### 3.4.4.5 Costos de fabricación

En las siguientes tablas se muestran los costos de las materiales utilizados para la fabricación del prototipo tanto en el rotor y en la base del generador. Los costos de mano de obra y maquinados requeridos es de 7000 pesos ya que se realizó en un taller externo a la institución.

Tabla 4. Costos del rotor

Material	Unidades	Precio unitario	Total
Lamina de Aluminio C-0.91 m x 2.10 m	4 piezas	\$ 474.25	\$ 1,897
Cuadrado macizo 0.0254 m x 0.0254 m x 0.77 m	6 piezas	\$ 241	\$ 1,446
Barra maciza de cold roll diámetro 0.0381 m x 0.41 cm	1 pieza	\$ 810	\$ 810
Tubo negro C-40 diámetro 0.0508 m x 2 m	1 pieza	\$ 388	\$ 388
Discos de aceros al carbón	3 piezas	\$ 395	\$ 1,185

Remaches pop 0.3175 cm x 0.635 cm	500 piezas	----	\$ 125
Tornillos	15 piezas	----	\$ 200
		Total	\$ 6,051

**Tabla 5. Costos de la base del generador**

Material	Unidades	Precio unitario	Total
P.T.R 0.0381 cm x 6 m	2 piezas	\$ 668	\$ 1,336
Chumaceras de 0.0381 m de diámetro	2 piezas	\$ 430	\$ 860
Soldadura 6013	1 kg	----	\$ 70
Tornillos	8 piezas	----	\$ 200
Disco de corte	1 pieza	\$ 104	\$ 104
		Total	\$ 2,570

### 3.5.5 Ensamblaje

Una vez terminada la fabricación de los componentes del rotor, se inició el ensamblaje. En primer lugar se ensamblaron las paletas a los brazos con tornillos de igual modo cada brazo se unió a los platos previamente soldados al eje. Para dar la curvatura requerida a las palas y facilitar el ensamblaje se le colocó a cada una de ellas unos 4 espárragos con inclinación, en la parte superior se colocaron 2 y otros 2 en la parte inferior facilitando la unión con los brazos. En la figura se puede observar el ensamblaje del rotor dentro del taller de manufactura en el Instituto Tecnológico de Pachuca.



**Figura 37. Ensamble del rotor.**



### 3.6 Pruebas de funcionamiento

Ya ensambladas las dos partes principales del prototipo se procedió a instalarlo en un lugar provisional dentro del tecnológico que tuviera las condiciones adecuadas como se observa en la figura 35. Como parte de este trabajo se comparó el funcionamiento del generador de palas rectas así como el generador de palas helicoidales.



Figura 38. Instalación de prototipos para pruebas

En la siguiente tabla 6 se puede observar los datos obtenidos durante las mediciones realizadas en los meses de septiembre y octubre del 2017 dentro de las instalaciones del Instituto Tecnológico de Pachuca.

La tabla muestra las mediciones efectuadas durante algunas semanas en los que se probó el prototipo junto con un rotor de palas rectas. La tabla presenta fecha, hora, velocidad del viento, temperatura, flujo del aire, velocidad de giro de cada rotor y observaciones. En velocidad de giro se tiene que PH es la denominación del rotor de palas helicoidales por otra parte PR es para el rotor de palas rectas. Durante las pruebas se pudo observar que el rotor de palas helicoidales comenzaba a girar desde una velocidad del viento de 0.7 m/s produciendo unas 9 rpm hasta 9 m/s con 72 rpm.

**Tabla 6. Mediciones de prueba de funcionamiento**

Fecha	Hora	Velocidad del viento (m/s)	Temperatura (°C)	Flujo de aire (m <sup>3</sup> /min)	Velocidad de giro rpm		Observaciones
					PR	PH	
25-sep	16:25	5.06	22.65	310	71.5	63	PR: No gira sin "arranque"
	17:56	4.87	20.4	239.75	59	57	
	20:04	2.8	19.6	164.2	52	28	
26-sep	16:12	3.97	22.13	298.83	73	39.7	PH: gira a partir de 0.7 m/s
	18:04	2.98	21.96	322.90	53	28	
	20:11	1.6	20.7	203.5	33.4	20	
27-sep	16:13	4.05	23.5	207.8	76	36	Ambos rotores son omnidireccionales
	18:05	2.83	19.4	194.44	42	28.3	
	20:01	2.1	18.4	188.2	31	26	
28-sep	16:05	5.5	23.1	286	87.7	44	PR: dificultad de cambio de sentido al girar
	18:03	2.29	18.86	112.09	34	28.6	
	20:07	1.9	17.5	134.7	28	23	
29-sep	13:57	3.18	25.74	194.90	59	32	
	18:17	1.85	19.85	53.09	27.7	23	
	20:00	2	18.6	105.6	30	25	
2-oct	16:16	2.79	19.97	151.95	49	35	
	18:04	2.68	21.32	215.8	45	34	
	20:01	2.6	16.9	148.5	36	31	
3-oct	16:10	3.11	21.4	215.8	55	31	
	18:11	2.62	18.86	191.12	39	33	
	19:58	2.68	16.38	155.5	50	32	
4-oct	16:00	3.77	21.33	185.16	63.1	38	
	18:08	3.32	21.8	173.44	56	33	
	20:04	2.46	19.7	154.6	37	31	
5-oct	16:08	2.33	21.8	161.33	42.7	30	
	18:13	2.20	20.51	196	33	27.5	
	20:10	2.87	18.5	183.2	51	29	
6-oct	16:12	3.24	21.8	17336	59.4	32	PH: Aumenta su velocidad de giro a un ángulo de ataque de 12°
	18:02	1.92	19.7	86.81	39.4	24	
	19:53	1.46	18.73	113.46	22	18	
9-oct	16:14	4.08	22.6	250.5	76.5	36	Disminuye su velocidad de giro en un ángulo de ataque menor de 10° y mayor a 15°
	18:34	2.67	18.85	238.8	47	26.7	
	20:03	2.2	16.6	185.6	41	22	
10-oct	16:01	3.87	21.95	262.09	55	36	
	18:00	2.48	20.1	142.25	44	31	
	20:05	1.9	19.5	132.4	28	24	
11-oct	16:10	4.24	21.8	226.5	52	53	
	18:07	2.77	20.25	157.2	40	28	
	20:07	2.3	19.8	98	35	23	
12-oct	16:09	5.10	21.16	265.41	72	41	
	17:58	3.72	17.52	368.72	70	35	
	20:03	2.7	16.8	135.7	50	27	

Destaca que el rotor de palas helicoidales tiene menor velocidad de giro a comparación del rotor de palas rectas pero el rotor de palas helicoidales se mantiene constante y estable durante su funcionamiento. Otro punto importante es que el rotor PH es omnidireccional y puede cambiar de sentido de giro más rápido que el rotor PR. Por último se observó que la velocidad de giro del rotor PH incrementaba a un ángulo de ataque de  $13^\circ$ , cuando el ángulo de ataque fue menor de  $8^\circ$  su velocidad de giro disminuía pero se mantenía constante por otro lado cuando el ángulo de ataque era mayor a  $18^\circ$  el rotor presentaba dificultad para arrancar. En el caso del rotor de palas rectas presento dificultad de arranque, en ciertos momentos inicio su rotación a una velocidad de 1.1 m/s y otros se mantuvo totalmente estático.

# Capítulo 4

---

## Conclusiones

Durante el desarrollo del proyecto se determinó que la selección de materiales adecuados para la fabricación de los componentes del rotor cumple con las especificaciones planteadas además de estar disponibles dentro del mercado, y los análisis realizados por elemento finito por el software ANSYS obtuvieron buenos resultados permitiendo sustentar el diseño del rotor. Dando continuación al desarrollo del diseño, se logró tener una idea más clara sobre el funcionamiento del rotor, detectar los puntos de mejora para proponer un diseño en el cual se solucionen. Se logró mejorar el autoarranque gracias al diseño y al aumento de la solidez además de permitir observar futuras mejoras en los componentes. En la fase de fabricación surgieron diferentes conflictos en el diseño que se resolvieron cada uno logrando mejorar el diseño.

Al efectuar las pruebas a ambos rotores se logró comprobar algunas de las cuestiones establecidas además de verificar su funcionamiento de cada uno, en el cual cada rotor tiene sus ventajas y desventajas. Sin embargo el prototipo tuvo un excelente funcionamiento logro cumplir los objetivos aunque tenga una velocidad de giro baja atribuida al peso de los materiales pero aun así se mantiene constante y en un futuro eso se puede solucionar con un multiplicador o cambiando un componente del rotor por un material más ligero.

Fue posible observar que el generador tiene un óptimo autoarranque y puede aumentar su velocidad de giro sin hacer cambios bruscos, presenta poca oscilación a comparación del rotor de palas rectas. Este proyecto está abierto a varias mejoras como la implementación del sistema de generación, ya que solo se centró en el diseño del rotor.

# Bibliografía

---

- [1] Adalid C. M. (2016), *Más de 170 países firman el Tratado de París contra el cambio climático*, Recuperado: <http://www.elmundo.es/ciencia/2016/04/22/571a407cca4741ba4e8b4581.html>
- [2] Olivier, J.G.J., Janssens-Maenhout, G., Muntean, M. Peters, J.H.A.W.(2014), *Trends in global CO2 emissions - 2014 report*, JRC report 93171 / PBL report 1490; ISBN 978-94-91506-87-1, Emissions Database for Global Atmospheric Research <http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=CO2ts1990-2013>
- [3] D. G. Shephard. (1994) *Wind Turbine Technology*, chapter 1. *Historical Development of the Windmill*, pp. 1–46. ASME Press.
- [4] Marsh, P., Ranmuthugala, D., Penesis, I., & Thomas, G. (2015). *Numerical investigation of the influence of blade helicity on the performance characteristics of vertical axis tidal turbines*. *Renewable Energy*, pp. 926–935.
- [5] D. E. Berg. (1996) *Vertical-axis wind turbines-the current status of an old technology*. Technical Report SAND96-2400C, Sandia National Laboratories.
- [6] G. J. M. Darrieus. (1931) *Turbine having its rotating shaft transverse to the flow of the current*.
- [7] Tjiu, W., Marnoto, T., Mat, S., Ruslan, M. H., & Sopian, K. (2015). *Darrieus vertical axis wind turbine for power generation I: Assessment of Darrieus VAWT configurations*. *Renewable Energy*, pp. 50–67.
- [8] R. E. Sheldahl. (1981) *Comparison of field and wind tunnel Darrieus wind turbine data*. Technical Report SAND80-2469, Sandia National Laboratories.
- [9] B. F. Blackwell, R. E. Sheldahl, and L. V. Feltz. (1977) *Wind tunnel performance data for the Darrieus wind turbine with NACA 0012 blades*. Technical Report SAND76-0130, Sandia National Laboratories.
- [10] T. G. Carne, D. W. Lobitz, A. R. Nord, and R. A. Watson. (1982) *Finite element analysis and modal testing of a rotating wind turbine*. Technical Report SAND82-0345, Sandia National Laboratories.
- [11] T. G. Carne and A. R. Nord. (1983) *Modal testing of a rotating wind turbine*. Technical Report SAND82-0631, Sandia National Laboratories.
- [12] M. H. Worstell. (1978) *Aerodynamic performance of the 17 meter diameter Darrieus wind turbine*. Technical Report SAND78-1737, Sandia National Laboratories.
- [13] M. H. Worstell.(1982) *Aerodynamic performance of the 17-m-diameter Darrieus wind turbine in the three-bladed configuration: An addendum*. Technical Report SAND79-1753, Sandia National Laboratories.
- [14] J. P. Lauffer, T. G. Carne, and T. D. Ashwill. (1988) *Modal testing in the design evaluation of wind turbines*. Technical Report SAND87-2461, Sandia National Laboratories.
- [15] T. D. Ashwill. (1990) *Initial structural response measurements and model validation for the Sandia 34-meter VAWT test bed*. Technical Report SAND88-0633, Sandia National Laboratories.

- [16] T. D. Ashwill.(1992) *Measured data for the Sandia 34-meter vertical axis wind turbine*. Technical Report SAND91-2228, Sandia National Laboratories.
- [17] H. M. Dodd, T. D. Ashwill, D. E. Berg, M. E. Ralph, W. A. Stephenson, and P. S. Veers. (1989) *Test results and status of the DOE/Sandia 34-m VAWT test bed*. In *Proceeding of the Canadian Wind Energy Association Conference*.
- [18] S. Eriksson, H. Bernhoff, and M. Leijon. (2008) *Evaluation of different turbine concepts for wind power*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1419–1434.
- [19] T. J. Price. (2006) *UK large-scale wind power programme from 1970 to 1990: The Carmarthen Bay experiments and the Musgrove vertical-axis turbines*. *Wind Engineering*, pp. 225–242.
- [20] Y. Kato, K. Seki, and Y. Shimizu. (1981) *Vertical axis wind turbine designed aerodynamically at Tokai University*. *Periodica Polytechnica, Mechanical Engineering*, pp. 47–56.
- [21] C. S. Small. (1997) *Wind project performance summary 1995*. Technical Report P500-97-003, California Energy Commission.
- [22] Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2009). *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley&Sons Ltd, UK.
- [23] Islam M, Ting DSK, Fartaj A. (2008) *Aerodynamic models for Darrieus-type straight bladed vertical axis wind turbines*. *Renewable Sustainable Energy Reviews*, pp. 1087–1109.
- [24] Aslam Bhutta MM, et al. (2012) *Vertical axis wind turbine—a review of various configurations and design techniques*. *Renewable Sustainable Energy Reviews*, pp. 1926–1939.
- [25] Xin Jin, Gaoyuan Zhao, KeJun Gao, Wenbin J. (2015) *Darrieus vertical axis wind turbine: Basic research methods*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 212–225.
- [26] Dereng Viggo .G. (1978) , *Fixed geometry self starting transverse axis wind turbine*.
- [27] Blackwell B.F. (1974) *Vertical Axis Wind Turbine “How it Works”*. Technical Report SLA-74-0160, Sandia National Laboratories.
- [28] Bos René (2012) *Self-starting of a small urban Darrieus rotor* (Master of Science Thesis), Delft University of Technology.
- [29] Gault, D. E. (1957). *A collection of low-speed airfoil-section stalling characteristics with Reynolds number and airfoil geometry*. Technical Report NACA-TN-3963, National Advisory Committee for Aeronautics.
- [30] Leishman, J. G. (2006). *Principles of helicopter aerodynamics* (2nd ed.). New York, NY: Cambridge University Press.
- [31] Larsen, J. W. (2005). *Nonlinear dynamics of wind turbine wings*. Ph. D. thesis, Aalborg University.
- [32] Fujisawa, N., S. Shibuya (2001). *Observations of dynamic stall on Darrieus wind turbine blades*. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, pp. 201–214.
- [33] Simão Ferreira, C. J. (2009). *The near wake of the VAWT: 2D and 3D views of the VAWT aerodynamics*. Ph. D. thesis, Delft University of Technology.
- [34] Scheurich, F. and R. E. Brown (2011). *Vertical-axis wind turbines in oblique flow*:

- sensitivity to rotor geometry*. In EWEA Annual event, Brussels.
- [35] Gorlov, A. M. (1998). *Development of the helical reaction hydraulic turbine*. Technical Report DE-FG01-96EE 15669, US Department of Energy.
- [36] Scheurich, F., T. M. Fletcher, and R. E. Brown (2010). *The influence of blade curvature and helical blade twist on the performance of a vertical-axis wind turbine*. In 29th ASME Wind Energy Symposium, Orlando, FL.
- [37] Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2009). *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley&Sons Ltd, UK.
- [38] Wilson RE, Lissaman PBS. (1974) *Applied aerodynamics of wind power machines*. Oregon State University.
- [39] A, M. I., Ting, D. S., & Fartaj, A. (2008). *Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 12, pp. 1087–1109.
- [40] Perdomo Oscar , Fu-Shang Wei (2016). *On the flapping motion of a helicopter blade*. Applied Mathematical Modelling, 46, pp. 299–311
- [41] Templin RJ. (1794) *Aerodynamic performance theory for the NRC vertical-axis wind turbine*. NRC Lab. Report LTR-LA-190, pp. 29
- [42] Strickland JH. (1976), *A performance prediction model for the darrieus turbine*. International symposium on wind energy systems, Cambridge, UK, pp.39–54.
- [43] Lapin EE. (1975). *Theoretical performance of vertical axis wind turbines*. ASME paper, 75-WA/Ener-1, The Winter annual meeting, Houston, TX, USA
- [44] Paraschivoiu I, Delclaux F, Fraunie P, Beguier C. (1983). *Aerodynamic analysis of the darrieus rotor including secondary effects*. J Energy. pp. 416–421.
- [45] Larsen HC. (1975) *Summary of a vortex theory for the cyclogiro*. Proceedings of the second US national conferences on wind engineering research, Colorado state university, pp.1–3.
- [46] Fanucci JB, Walter RE. (1976). *Innovative wind machines: the theoretical performance of a vertical-axis wind turbine*. In: *Proceedings of the vertical-axis wind turbine technology workshop*, Sandia laboratories, SAND 76-5586, iii-61-95, USA.
- [47] Holme OA. (1976) *Contribution to the aerodynamic theory of the vertical axis wind turbine*. International symposium. on wind energy systems, Cambridge, England, pp. 55–71.
- [48] Strickland JH, Webster BT, Nguyen T. (1979) *A Vortex model of the darrieus turbine: an analytical and experimental study*. J Fluids Eng 101: pp. 500–505.
- [49] Hirsch H, Mandal AC. (1987). *A cascade theory for the aerodynamic performance of darrieus wind turbines*. Wind Eng vol. 11(3): pp.164–175.
- [50] Cummings, R. M., Forsythe, J. R., Morton, S. A., & Squires, K. D. (2003). *Computational challenges in high angle of attack flow prediction*, Progress in Aerospace Sciences, 39, pp. 369–384.
- [51] Gao, H., Hu, H., Wang, Z. J., (2008) *Computational study of unsteady flows around dragonfly and smooth airfoils at low Reynolds numbers*. In: 46th AIAA aerospace sciences meeting and exhibit. Reno: Nevada.
- [52] Döner, H.(2008) *Philosophy of the wind power plant designer a posteriori*. Disponible <http://www.heiner-doerner-windenergie.de/edesignphil.html>

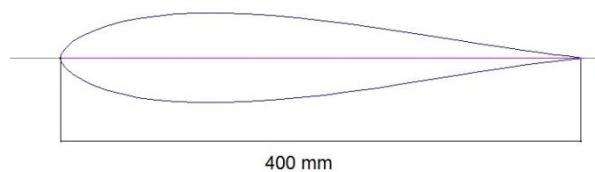
# Anexos



### Anexo: Perfil aerodinámico S-1046

Coordenadas del Perfil S-1046			
X	Y	X	Y
400	0	1.224	-3.7
398.464	0.088	4.596	-7.896
394.052	0.536	9.724	-12.208
387.112	1.388	16.544	-16.428
377.804	2.536	24.984	-20.424
366.224	4.004	34.98	-24.068
352.584	5.836	46.456	-27.26
337.128	8.028	59.336	-29.904
320.12	10.556	73.54	-31.936
301.84	13.364	88.988	-33.296
282.576	16.388	105.592	-33.968
262.624	19.528	123.244	-33.98
242.284	22.66	141.8	-33.356
221.788	25.58	161.108	-32.14
201.296	28.176	181.004	-30.388
181.004	30.388	201.296	-28.176
161.108	32.14	221.788	-25.58
141.8	33.356	242.284	-22.66
123.244	33.98	262.624	-19.528
105.592	33.968	282.576	-16.388
88.988	33.296	301.84	-13.364
73.54	31.936	320.12	-10.556
59.336	29.904	337.128	-8.028
46.456	27.26	352.584	-5.836
34.98	24.068	366.224	-4.004
24.984	20.424	377.804	-2.536
16.544	16.428	387.112	-1.388
9.724	12.208	394.052	-0.536
4.596	7.896	398.464	-0.088
1.224	3.7	400	0
0	0	-	-

Perfil S-1046



### Anexo: Cálculo de cargas por el aire sobre el perfil

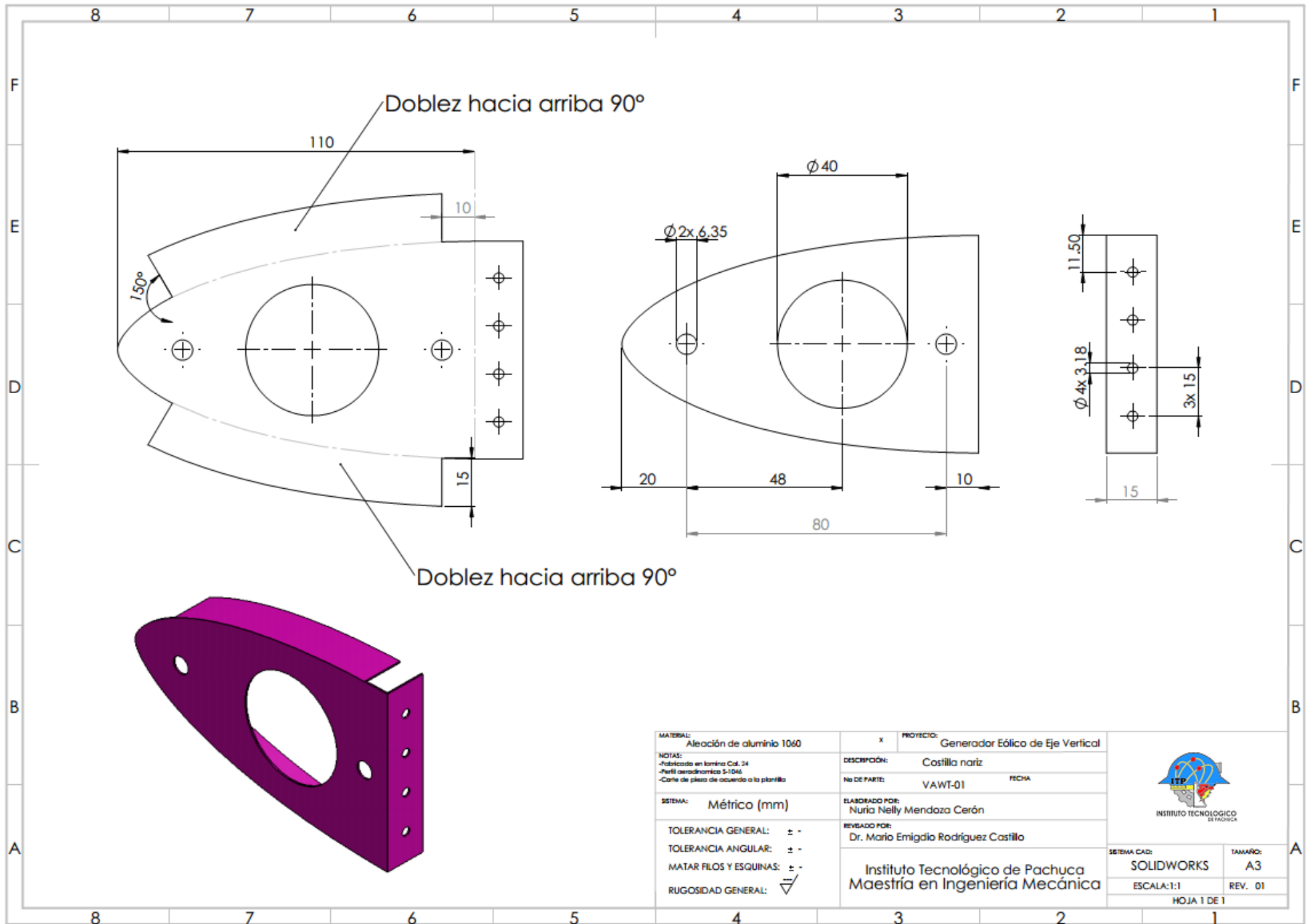
$\alpha$	$CL$	$CD$	$CDp$	$CM$	$Top\ Xtr$	$Bot\ Xtr$	$FL\ (N)$	$FD\ (N)$	$Ct$	$Cn$	$ft\ (N)$	$fn\ (N)$
22	1.0687	0.0900	0.0863	0.0132	0.0098	0.8000	3.0494	0.2568	0.1037	1.5600	9.5595	143.7652
21.5	1.0444	0.0880	0.0844	0.0129	0.0096	0.8000	2.6335	0.2218	0.0896	1.3473	8.2559	124.1608
21	1.0201	0.0859	0.0824	0.0126	0.0094	0.8000	2.3273	0.1960	0.0792	1.1906	7.2959	109.7235
20.5	0.9958	0.0839	0.0805	0.0123	0.0091	0.8000	2.1057	0.1774	0.0716	1.0772	6.6011	99.2737
20	0.9715	0.0819	0.0785	0.0120	0.0089	0.8000	1.9516	0.1644	0.0664	0.9984	6.1181	92.0098
19.5	0.9472	0.0798	0.0765	0.0117	0.0087	0.8000	1.8540	0.1562	0.0631	0.9485	5.8121	87.4093
19	0.9230	0.0778	0.0746	0.0114	0.0085	0.8000	1.8065	0.1522	0.0614	0.9242	5.6631	85.1680
18.5	0.9422	0.0693	0.0659	0.0151	0.0088	0.8000	1.8441	0.1355	-0.3878	0.8615	-35.7334	79.3928
18	0.9560	0.0618	0.0583	0.0182	0.0090	0.8000	1.8711	0.1210	-0.7588	0.5848	-69.9275	53.8988
17.5	0.9696	0.0547	0.0510	0.0209	0.0094	0.8000	1.8977	0.1070	-0.9580	0.1594	-88.2863	14.6916
17	0.9825	0.0480	0.0442	0.0232	0.0100	0.8000	1.9230	0.0939	-0.9314	-0.3165	-85.8337	-29.1649
16.5	0.9970	0.0414	0.0392	0.0252	0.0107	0.8000	1.9498	0.0811	-0.6800	-0.7292	-62.6690	-67.2078
16	1.0018	0.0362	0.0322	0.0265	0.0114	0.8000	1.9609	0.0709	-0.2538	-0.9698	-23.3850	-89.3814
15.5	1.0033	0.0318	0.0277	0.0271	0.0122	0.8000	1.9637	0.0622	0.2382	-0.9751	21.9580	-89.8650
15	1.0070	0.2743	0.0232	0.0273	0.0136	0.8000	1.9710	0.0537	0.6757	-0.7472	62.2730	-68.8617
14.5	1.0022	0.0241	0.0198	0.0269	0.0151	0.8000	1.9616	0.0472	0.9455	-0.3332	87.1421	-30.7042
14	0.9978	0.0211	0.1667	0.0254	0.0174	0.8000	1.9529	0.0412	0.9855	0.1574	90.8246	14.4958
13.5	0.9909	0.0197	0.0153	0.0245	0.0190	0.8000	1.9458	0.0386	0.9131	0.3936	84.1534	36.2776
13	0.9818	0.0164	0.0119	0.0223	0.0263	0.8000	1.9215	0.0321	0.3976	0.8978	36.6447	82.7400
12.5	0.9748	0.0147	0.0102	0.0193	0.0337	0.8000	1.9037	0.0287	-0.0791	0.9695	-7.2934	89.3515
12	0.9610	0.0134	0.0089	0.0155	0.0419	0.8000	1.8810	0.0262	-0.5270	0.8038	-48.5636	74.0786
11.5	0.9482	0.0124	0.0080	0.0110	0.0512	0.8000	1.8558	0.0243	-0.8361	0.4474	-77.0511	41.2326
11	0.9299	0.0116	0.0072	0.0070	0.0624	0.8000	1.8201	0.0226	-0.9300	-0.0075	-85.7053	-40.6868
10.5	0.9068	0.0108	0.0065	0.0038	0.0758	0.8000	1.7748	0.0211	-0.7926	-0.4407	-73.0449	-40.6139
10	0.8814	0.0101	0.0059	0.0007	0.0899	0.8000	1.7252	0.0198	-0.4710	-0.7451	-43.4114	-68.6673

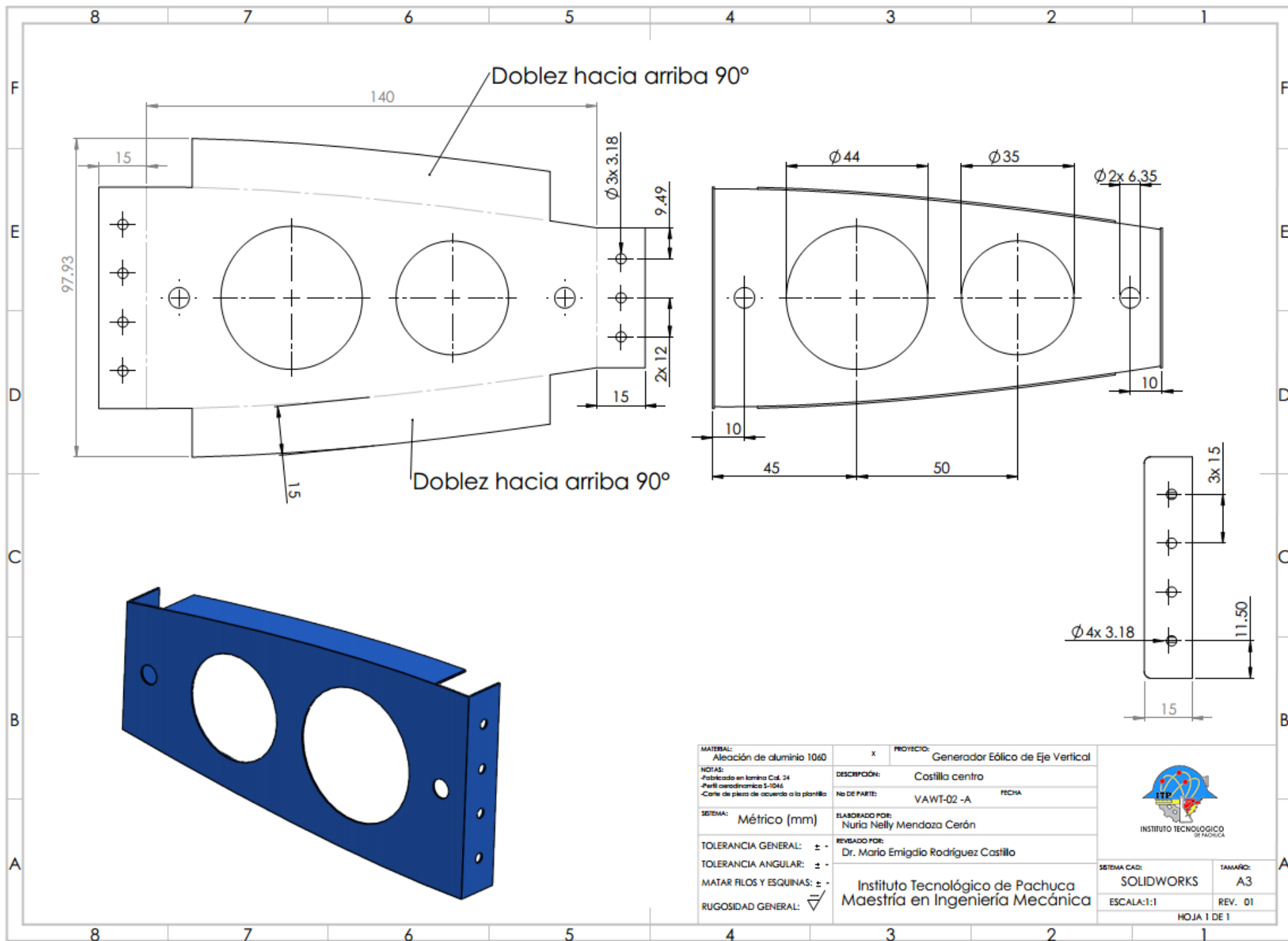
9.5	0.8374	0.0096	0.0056	0.0007	0.1402	0.7600	1.6389	0.4776	-0.4475	-0.7079	-41.2409	-65.2339
9	0.7837	0.0086	0.0046	0.0041	0.1328	0.7738	1.5338	0.0169	0.3308	-0.7105	30.4890	-65.4779
8.5	0.7346	0.0121	0.0041	0.0054	0.1529	0.7249	1.4377	0.0159	0.5914	-0.4358	54.5062	-40.1569
8	0.6981	0.0078	0.0037	0.0038	0.1700	0.6846	1.3663	0.0153	0.6918	-0.0938	63.7554	-8.6459
7.5	0.6593	0.0075	0.0034	0.0028	0.1862	0.6557	1.2904	0.0148	0.6158	0.2356	56.7512	21.7134
7	0.6186	0.0073	0.0031	0.0021	0.1999	0.6326	1.2108	0.0143	0.4010	0.4712	36.9498	43.4251
6.5	0.5769	0.0071	0.0028	0.0015	0.2151	0.6128	1.1290	0.0138	0.1172	0.5649	10.8004	52.0607
6	0.5343	0.0069	0.0026	0.0011	0.2286	0.5954	1.0458	0.0134	-0.1559	0.5111	-14.3674	47.1046
5.5	0.4912	0.0067	0.0024	0.0008	0.2417	0.5798	0.9614	0.0131	-0.3513	0.3434	-32.3764	31.6454
5	0.4475	0.0065	0.0022	0.0064	0.2549	0.5649	0.8759	0.0128	-0.4310	0.1207	-39.7198	11.1230
4.5	0.4034	0.0064	0.0020	0.0005	0.2688	0.5505	0.7896	0.0125	-0.3930	0.0913	-36.2218	-8.4113
4	0.3586	0.0057	0.0018	0.0004	0.3395	0.5957	0.7042	0.0136	-0.1198	-0.3399	-11.0303	-31.2746
3.5	0.3148	0.0061	0.0017	0.0002	0.2970	0.5212	0.6162	0.0119	-0.1048	-0.2974	-9.6515	-27.3653
3	0.2702	0.0060	0.0016	0.0002	0.3119	0.5060	0.5288	0.0117	0.0440	-0.2666	4.0581	-24.5712
2.5	0.2254	0.0059	0.0015	0.0001	0.3272	0.4903	0.4413	0.0115	0.1396	-0.1771	12.8678	-16.3211
2	0.1805	0.0058	0.0014	0.0000	0.3426	0.4739	0.3533	0.0114	0.1665	-0.0698	15.3468	-6.4357
1.5	0.1352	0.0057	0.0013	0.0001	0.3582	0.4571	0.2646	0.0112	0.1345	0.0153	12.3914	1.4209
1	0.0902	0.0057	0.0013	0.0000	0.3739	0.4399	0.1766	0.0112	0.0729	0.0536	6.7141	4.9358
0.5	0.0453	0.0057	0.0012	0.0000	0.3902	0.4229	0.0886	0.0111	0.0167	0.0425	1.5413	3.9131
0	0.0000	0.0057	0.0012	0.0000	0.4068	0.4067	0.0000	0.0111	-0.0057	0.0000	-0.5239	0.0000
-0.5	-0.0453	0.0057	0.0012	0.0000	0.4229	0.3902	-0.0886	0.0111	0.0167	-0.0425	1.5413	-3.9131
-1	-0.0902	0.0057	0.0013	0.0000	0.4398	0.3740	-0.1766	0.0112	0.0729	-0.0536	6.7141	-4.9358
-1.5	-0.1352	0.0057	0.0013	-0.0001	0.4570	0.3583	-0.2646	0.0112	0.1345	-0.0153	12.3914	-1.4094
-2	-0.1805	0.0058	0.0014	0.0000	0.4739	0.3426	-0.3533	0.0114	0.1666	0.0698	15.3468	6.4358
-2.5	-0.2254	0.0059	0.0015	-0.0001	0.4902	0.3272	-0.4413	0.0115	0.1396	0.1771	12.8677	16.3211
-3	-0.2702	0.0060	0.0016	-0.0002	0.5060	0.3119	-0.5288	0.0117	0.0440	0.2666	4.0581	24.5712
-3.5	-0.3148	0.0061	0.0017	-0.0002	0.5212	0.2971	-0.6162	0.0119	-0.1047	0.2970	-9.6515	27.3652
-4	-0.3598	0.0070	0.0019	-0.0003	0.4892	0.2389	-0.7019	0.0111	-0.3494	0.0811	-32.1972	7.4767

-4.5	-0.4034	0.0064	0.0020	-0.0005	0.5504	0.2688	-0.7896	0.0125	-0.3930	0.0913	-36.2218	8.4113
-5	-0.4475	0.0065	0.0022	-0.0006	0.5650	0.2549	-0.8759	0.0128	-0.4310	-0.1207	-39.7198	-11.1230
-5.5	0.4912	0.0067	0.0024	-0.0008	0.5798	0.2417	-0.9614	0.0131	-0.3513	-0.3434	-32.3764	-31.6454
-6	-0.5343	0.0709	0.0026	-0.0011	0.5955	0.2286	-1.0458	0.0134	-0.1559	-0.5112	-14.3674	-47.1048
-6.5	-0.5769	0.0070	0.0028	-0.0015	0.6129	0.2150	-1.1291	0.0138	0.1172	-0.5649	10.8004	-52.0607
-7	-0.6186	0.0073	0.0030	-0.0021	0.6326	0.2000	-1.2108	0.0143	0.4010	0.4712	36.9498	-43.4251
-7.5	-0.6592	0.0075	0.0034	-0.0028	0.6558	0.1862	-1.2902	0.0148	0.6157	-0.2356	56.7442	-21.7109
-8	-0.6981	0.0078	0.0037	-0.0038	0.6846	0.1701	-1.3663	0.0153	0.6918	0.0938	63.7555	8.6459
-8.5	-0.7345	0.0081	0.0041	-0.0054	0.7249	0.1528	-1.4376	0.0159	0.5914	0.4357	54.4998	40.1525
-9	-0.7835	0.0086	0.0046	-0.0042	0.7736	0.1330	-1.5335	0.0169	0.3308	0.7103	30.4829	65.4645
-9.5	-0.8270	0.0091	0.0049	-0.0044	0.8000	0.1403	-1.6187	0.0178	0.3492	0.7498	32.1764	69.1014
-10	-0.8814	0.0101	0.0059	-0.0072	0.8000	0.0901	-1.7252	0.0198	-0.4710	0.7451	-43.4114	68.6673
-10.5	-0.9068	0.0108	0.0065	-0.0038	0.8000	0.0759	-1.7748	0.0211	-0.7926	0.4407	-73.0449	40.6080
-11	-0.9299	0.0116	0.0072	-0.0070	0.8000	0.0626	-1.8201	0.0226	-0.9300	0.0074	-85.7053	0.6861
-11.5	-0.9477	0.0124	0.0798	-0.0111	0.8000	0.0510	-1.8549	0.0243	-0.8357	-0.4472	-77.0124	-41.2111
-12	-0.9609	0.0134	0.0089	-0.0155	0.8000	0.0422	-1.8807	0.0262	-0.5268	-0.8037	-48.5550	-74.0666
-12.5	-0.9723	0.0147	0.0102	-0.0193	0.8000	0.0338	-1.9030	0.0287	-0.0791	-0.9692	-7.2915	-89.3221
-13	-0.9534	0.0178	0.0136	-0.0237	0.8000	0.0202	-1.8661	0.0349	0.7557	-0.5816	69.6486	-53.5934
-13.5	-0.9901	0.0185	0.0141	-0.0246	0.8000	0.0210	-1.9378	0.0362	0.7848	-0.6039	72.3274	-55.6547
-14	-0.9969	0.0211	0.0167	-0.0261	0.8000	0.0174	-1.9511	0.0413	0.9846	-0.1572	90.7439	-14.4868
-14.5	-1.0019	0.0241	0.0198	-0.0270	0.8000	0.0153	-1.9610	0.0472	0.9453	0.3330	87.1135	30.6965
-15	-1.0059	0.0275	0.0233	-0.0274	0.8000	0.0137	-1.9688	0.0538	0.6750	0.7458	62.2082	68.7814
-15.5	-1.0030	0.0318	0.0276	-0.0273	0.8000	0.0124	-1.9630	0.0622	0.2382	0.9748	21.9469	89.8372
-16	-1.0005	0.0363	0.0322	-0.0266	0.8000	0.0115	-1.9582	0.0710	-0.2534	0.9686	-23.3460	89.2622
-16.5	-0.9946	0.0415	0.0376	-0.0254	0.8000	0.0107	-1.9466	0.0812	-0.6788	0.7290	-62.5557	67.1023
-17	-0.9816	0.0479	0.0441	-0.0234	0.8000	0.0101	-1.9212	0.0937	-0.9305	0.3161	-85.7575	29.1362
-17.5	-0.9673	0.0548	0.0512	-0.0210	0.8000	0.0095	-1.8932	0.1073	-0.9557	-0.1588	-88.0832	-14.6332
-18	-0.9539	0.0619	0.0584	-0.0184	0.8000	0.0092	-1.8671	0.1212	-0.7573	-0.5834	-69.7889	-53.7662

-18.5	-0.9398	0.6938	0.0660	-0.0153	0.8000	0.0087	-1.8393	0.1358	-0.3870	-0.8592	-35.6694	-79.1807
-19	-0.9213	0.0778	0.0746	-0.0116	0.8000	0.0086	-1.8220	0.1438	-0.1657	-0.9190	-15.2666	-84.6919
-19.5	-0.9019	0.0867	0.0836	-0.0074	0.8000	0.0081	-1.7653	0.1697	0.4772	-0.7703	43.9746	-70.9871
-20	-0.9250	0.0889	0.0858	-0.0075	0.8000	0.0083	-1.8105	0.1740	0.4894	-0.7900	45.1021	-72.8073
-20.5	-0.9482	0.0911	0.0879	-0.0077	0.8000	0.0085	-1.8558	0.1784	0.5016	-0.8098	46.2297	-74.6274
-21	-0.9713	0.0934	0.0901	-0.0079	0.8000	0.0087	-1.9011	0.1827	0.5139	-0.8295	47.3572	-76.4477
-21.5	-0.9944	0.0956	0.0922	-0.0081	0.8000	0.0089	-1.9463	0.1871	0.5261	-0.8493	48.4848	-78.2678
-22	-1.0176	0.0978	0.0944	-0.0083	0.8000	0.0091	-1.9916	0.1914	0.5383	-0.8690	49.6123	-80.0880

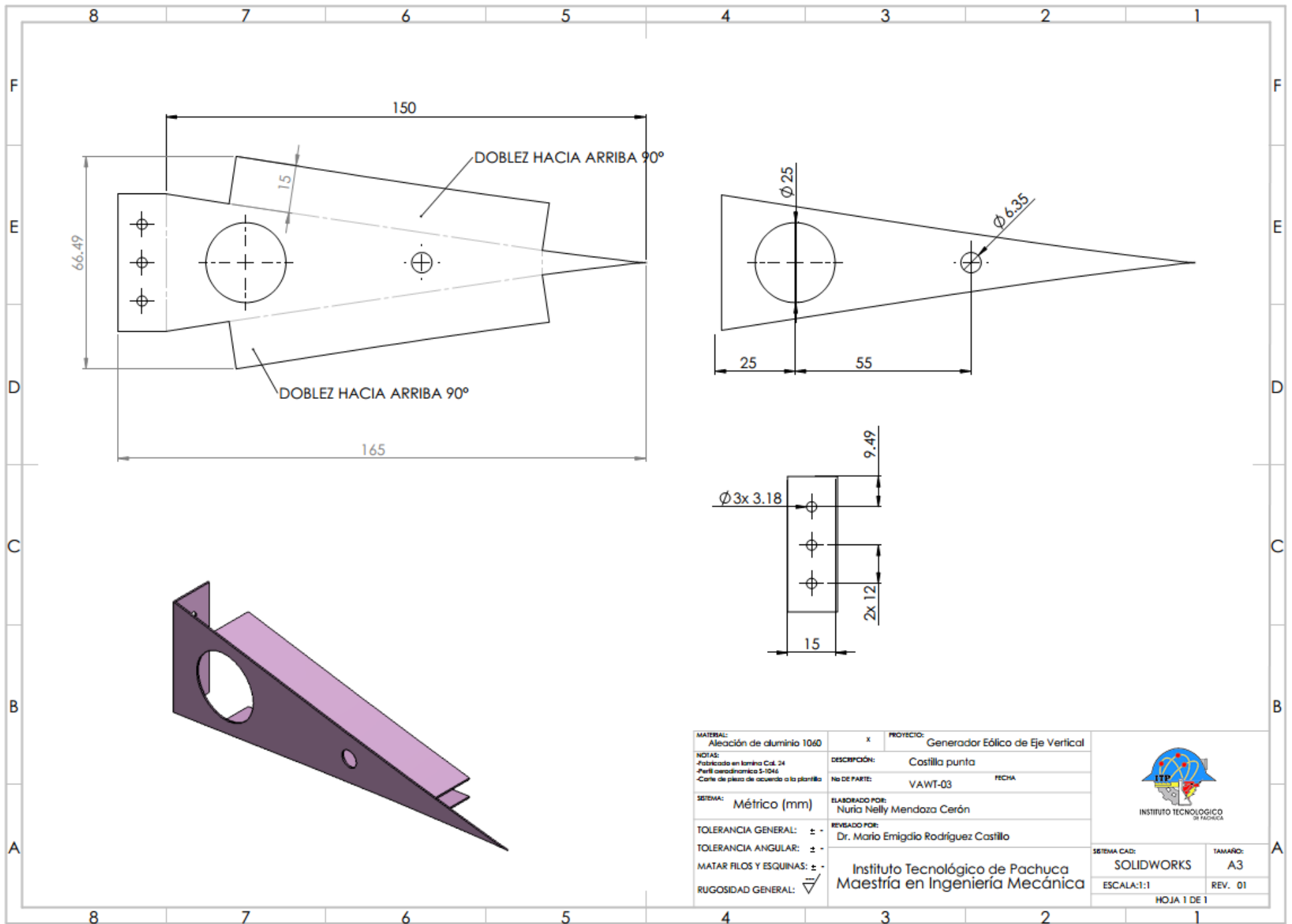
## **Anexo: Planos del rotor**

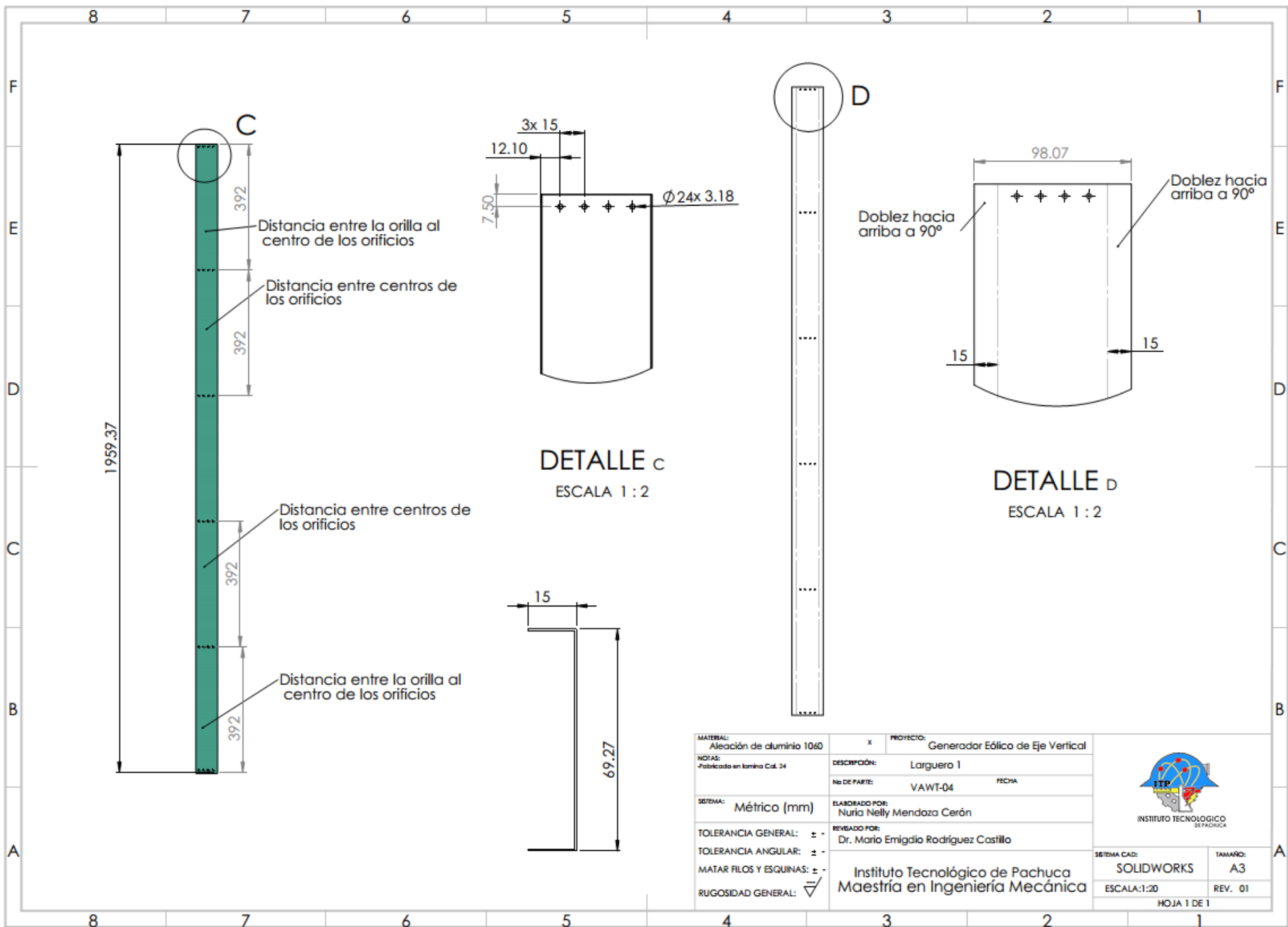


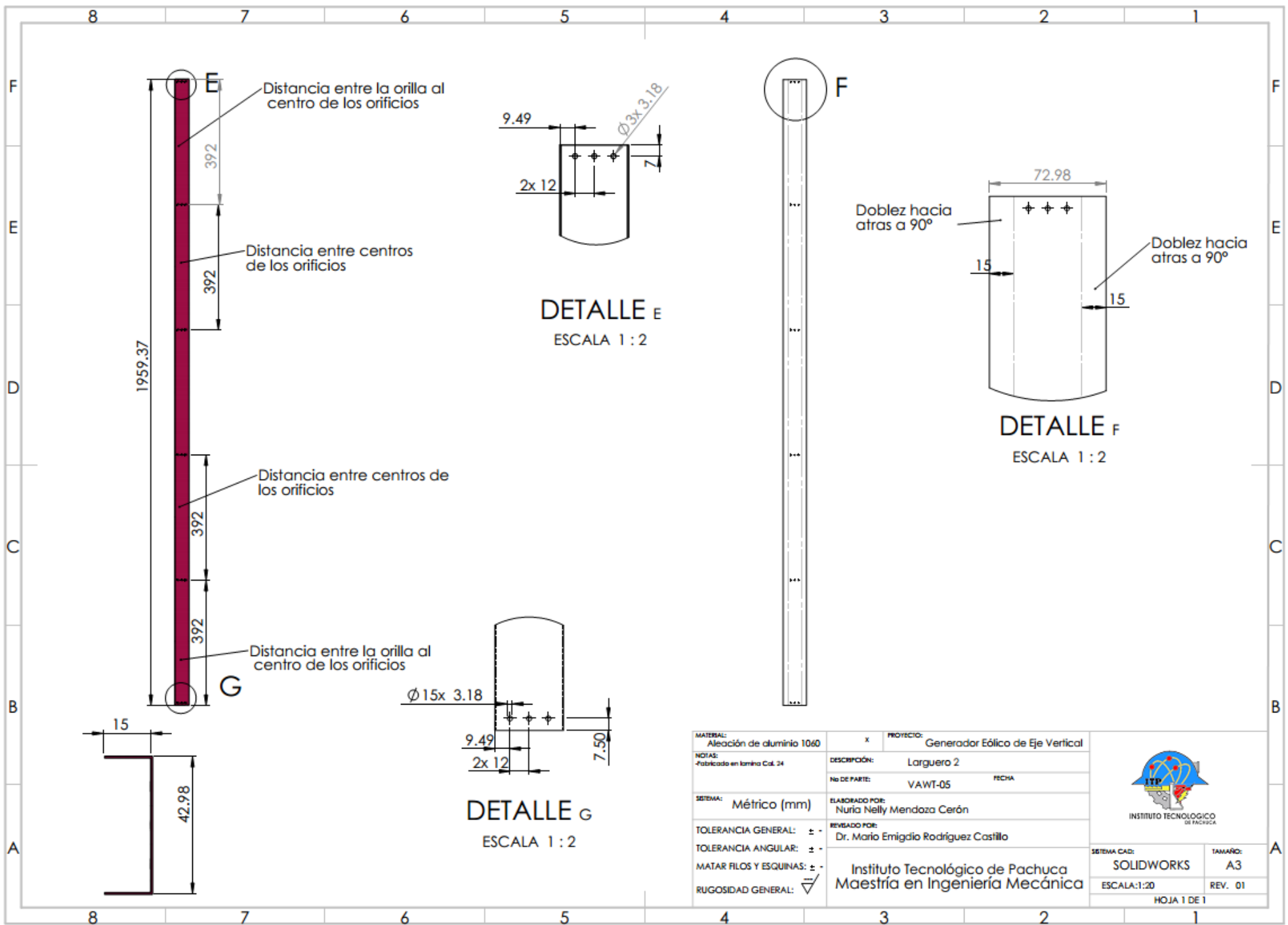


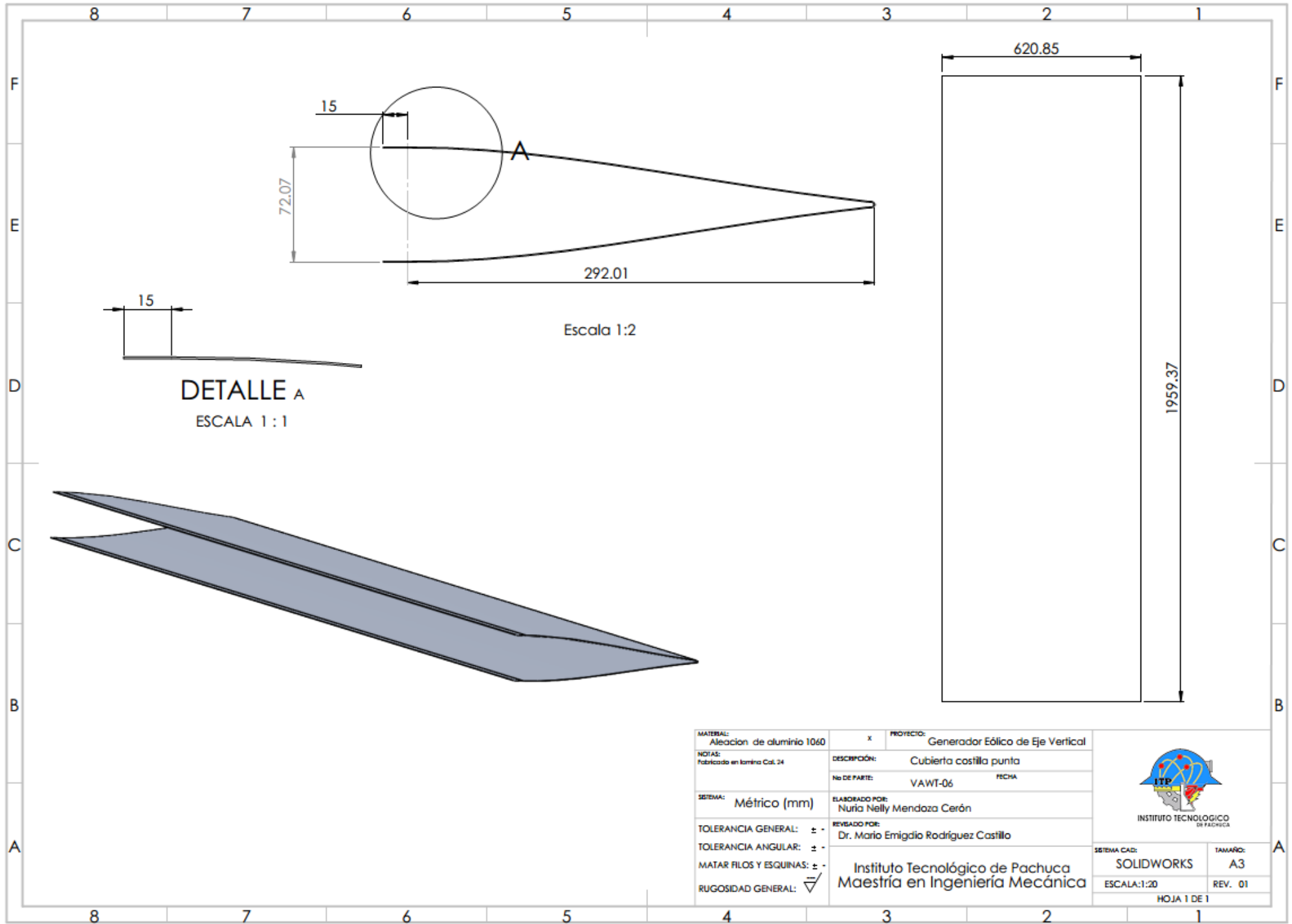


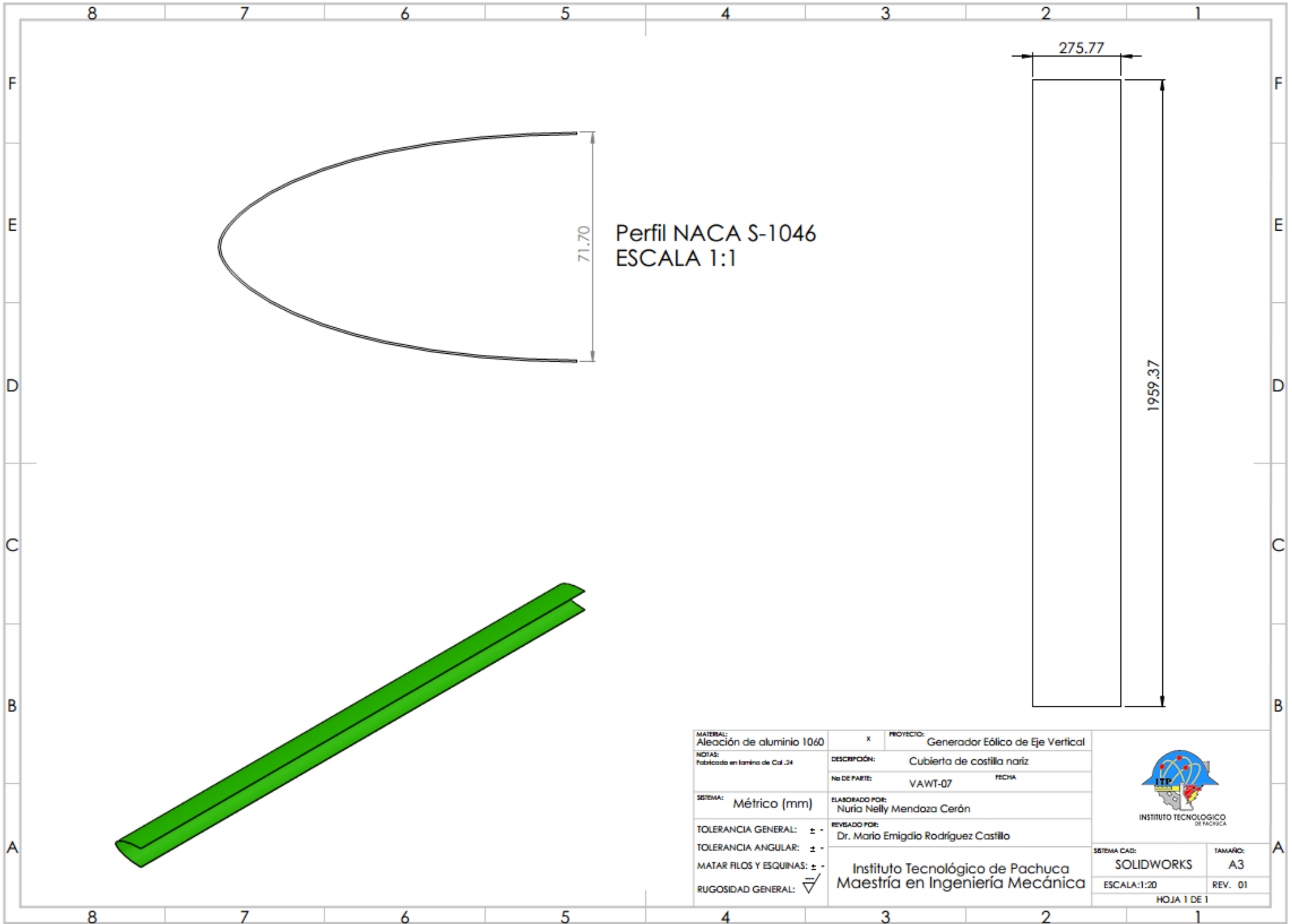


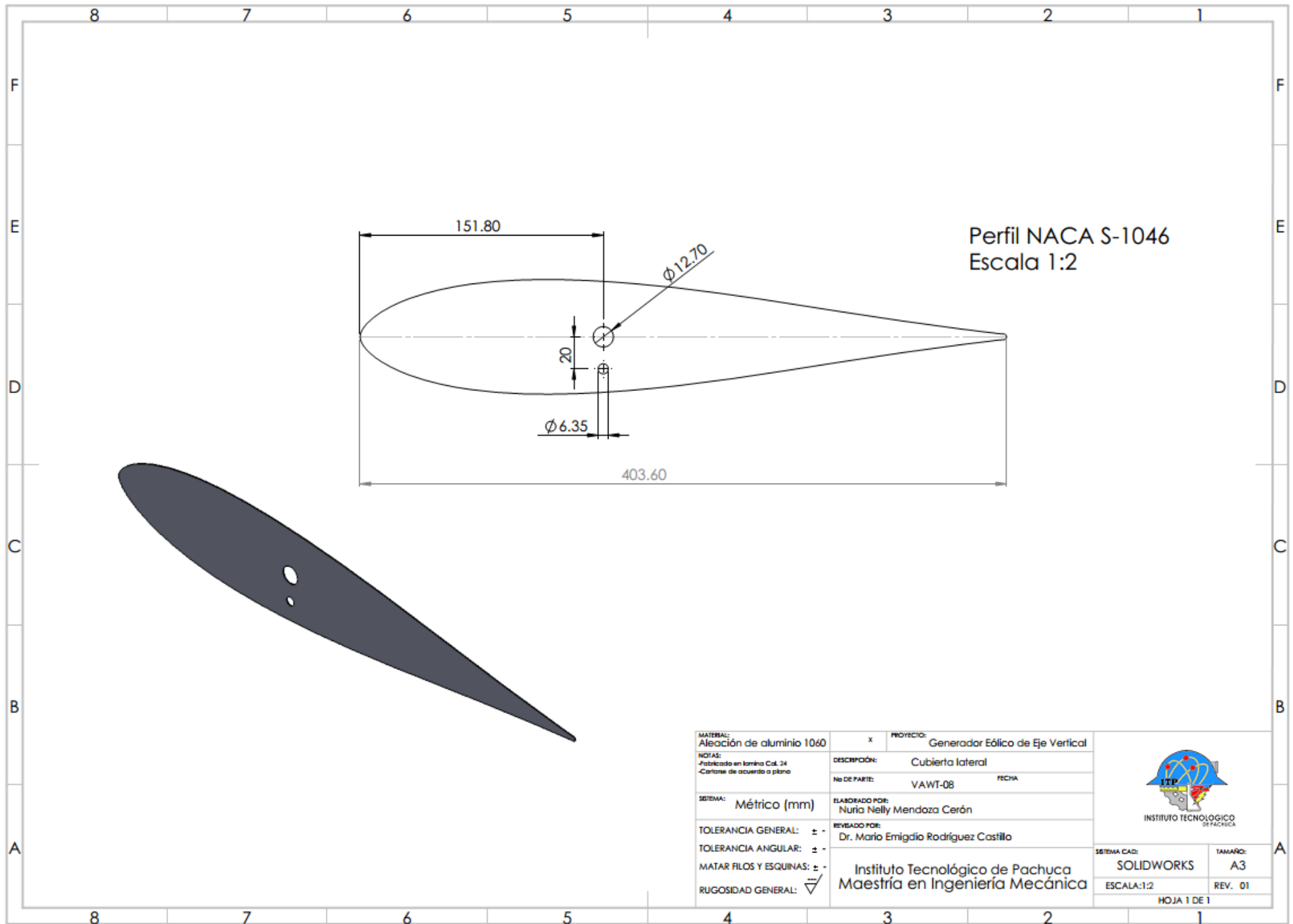





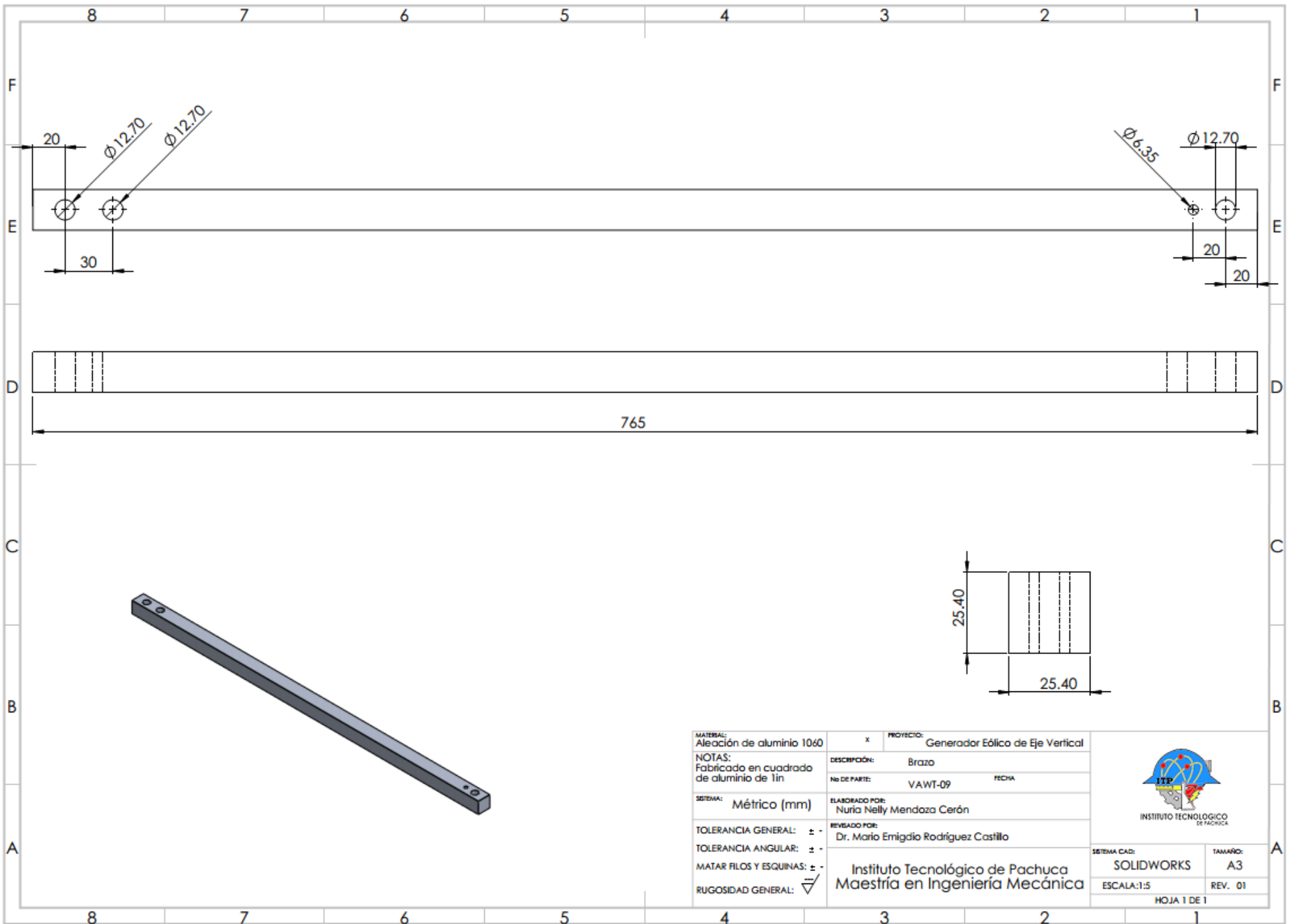







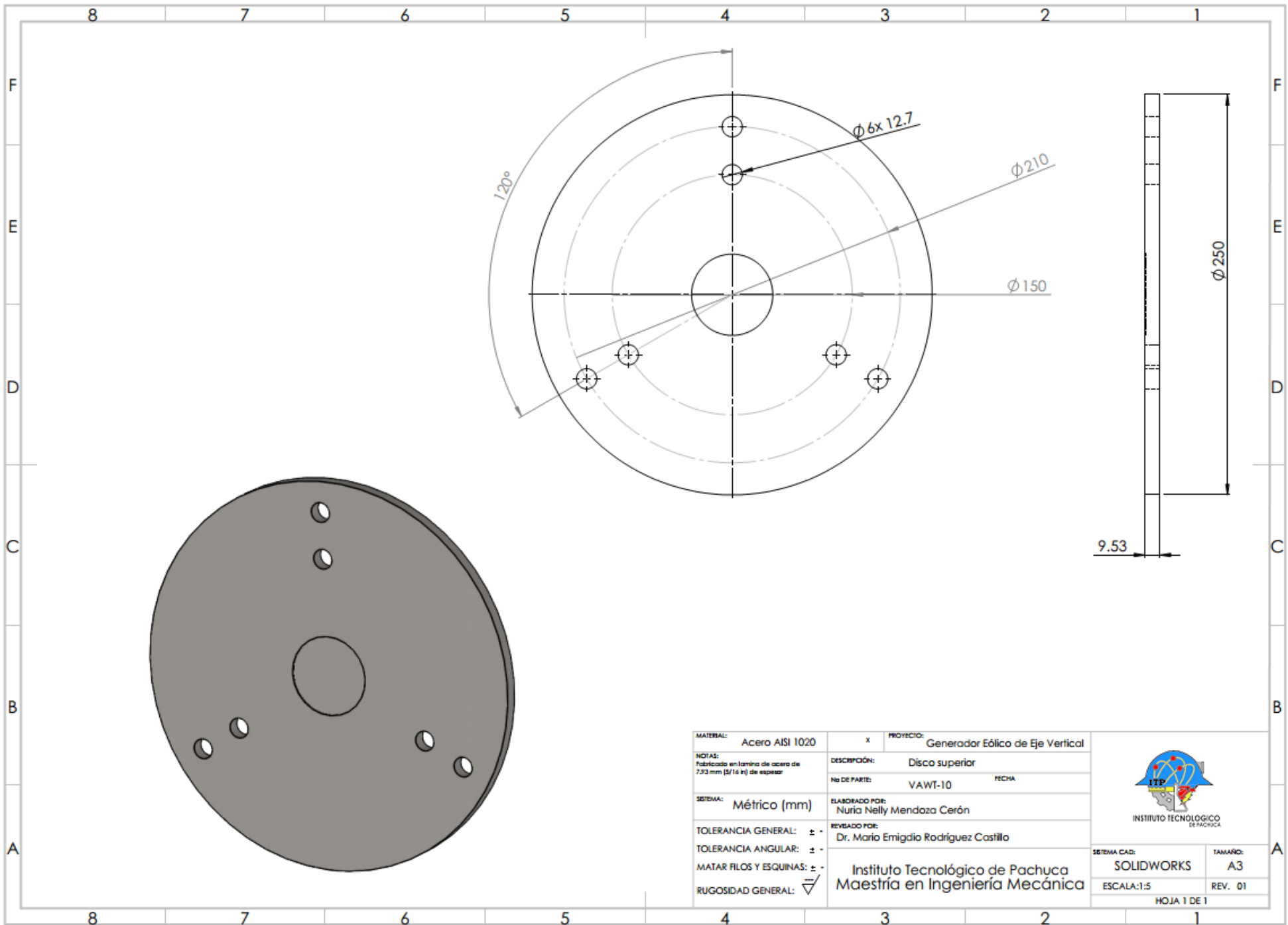


MATERIAL: Aleación de aluminio 1060	X	PROYECTO: Generador Eólico de Eje Vertical	 INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA
NOTAS: -Fabricado en lamina Cal. 24 -Cartones de acuerdo a plano	DESCRIPCIÓN: Cubierta lateral	FECHA:	
SISTEMA: Métrico (mm)	ELABORADO POR: Nuria Nelly Mendoza Cerón	REVISADO POR: Dr. Mario Emigdio Rodríguez Castillo	
TOLERANCIA GENERAL: $\pm$ - TOLERANCIA ANGULAR: $\pm$ - MATAR FILOS Y ESQUINAS: $\pm$ - RUGOSIDAD GENERAL: $\sqrt{\text{ }}$	Instituto Tecnológico de Pachuca Maestría en Ingeniería Mecánica		
SISTEMA CAD: SOLIDWORKS		TAMAÑO: A3	ESCALA:1:2 REV. 01 HOJA 1 DE 1



MATERIAL: Aleación de aluminio 1060	X	PROYECTO: Generador Eólico de Eje Vertical	 INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA
NOTAS: Fabricado en cuadrado de aluminio de 1in	DESCRIPCIÓN: Brazo	FECHA	
SISTEMA: Métrico (mm)	ELABORADO POR: Nuria Nelly Mendoza Cerón	REVISADO POR: Dr. Mario Emigdio Rodríguez Castillo	SISTEMA CAD: SOLIDWORKS
TOLERANCIA GENERAL: ±	Instituto Tecnológico de Pachuca Maestría en Ingeniería Mecánica		TAMAÑO: A3
TOLERANCIA ANGULAR: ±			ESCALA: 1:5
MATAR FILOS Y ESQUINAS: ±	HOJA 1 DE 1		
RUGOSIDAD GENERAL: √			

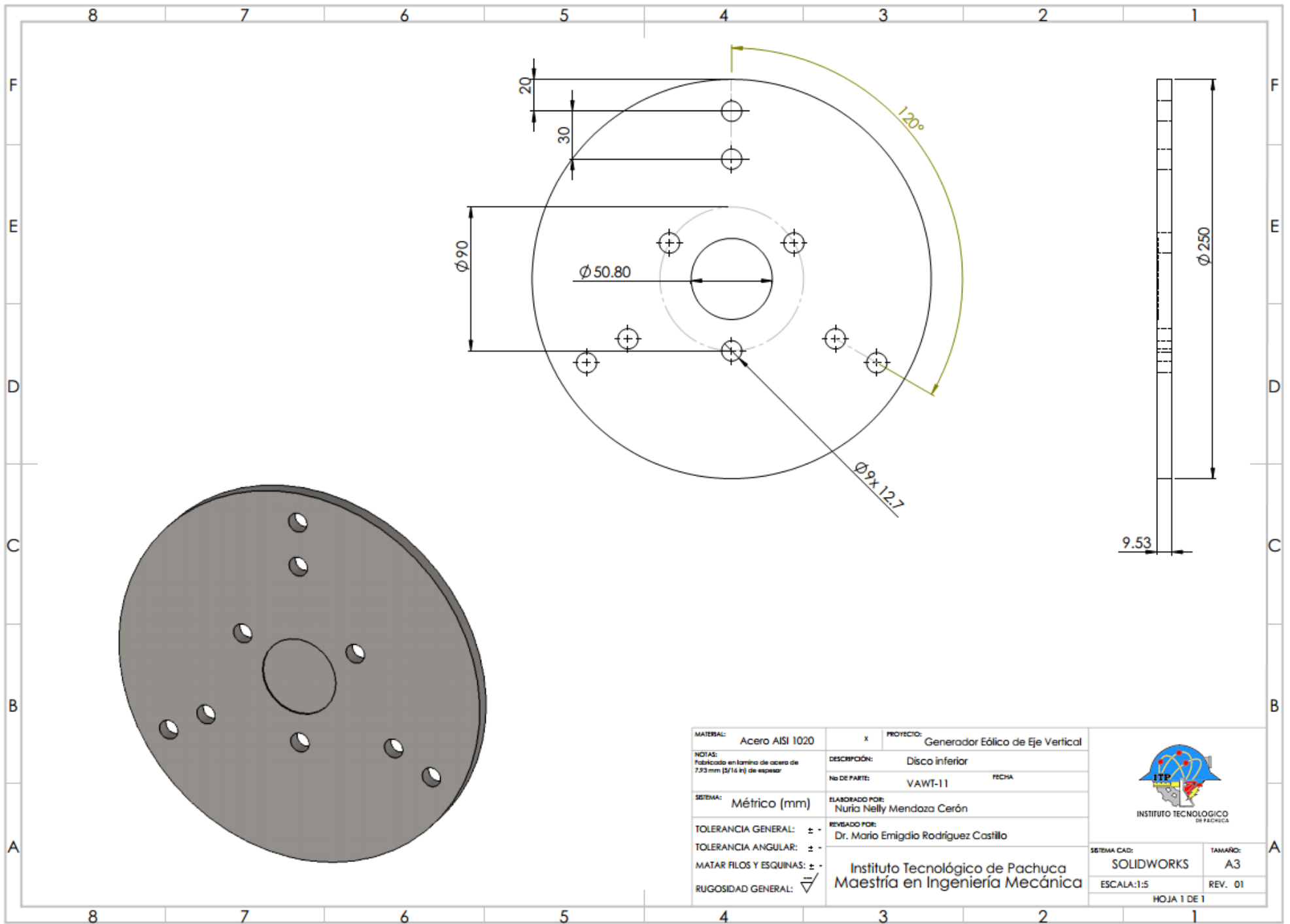





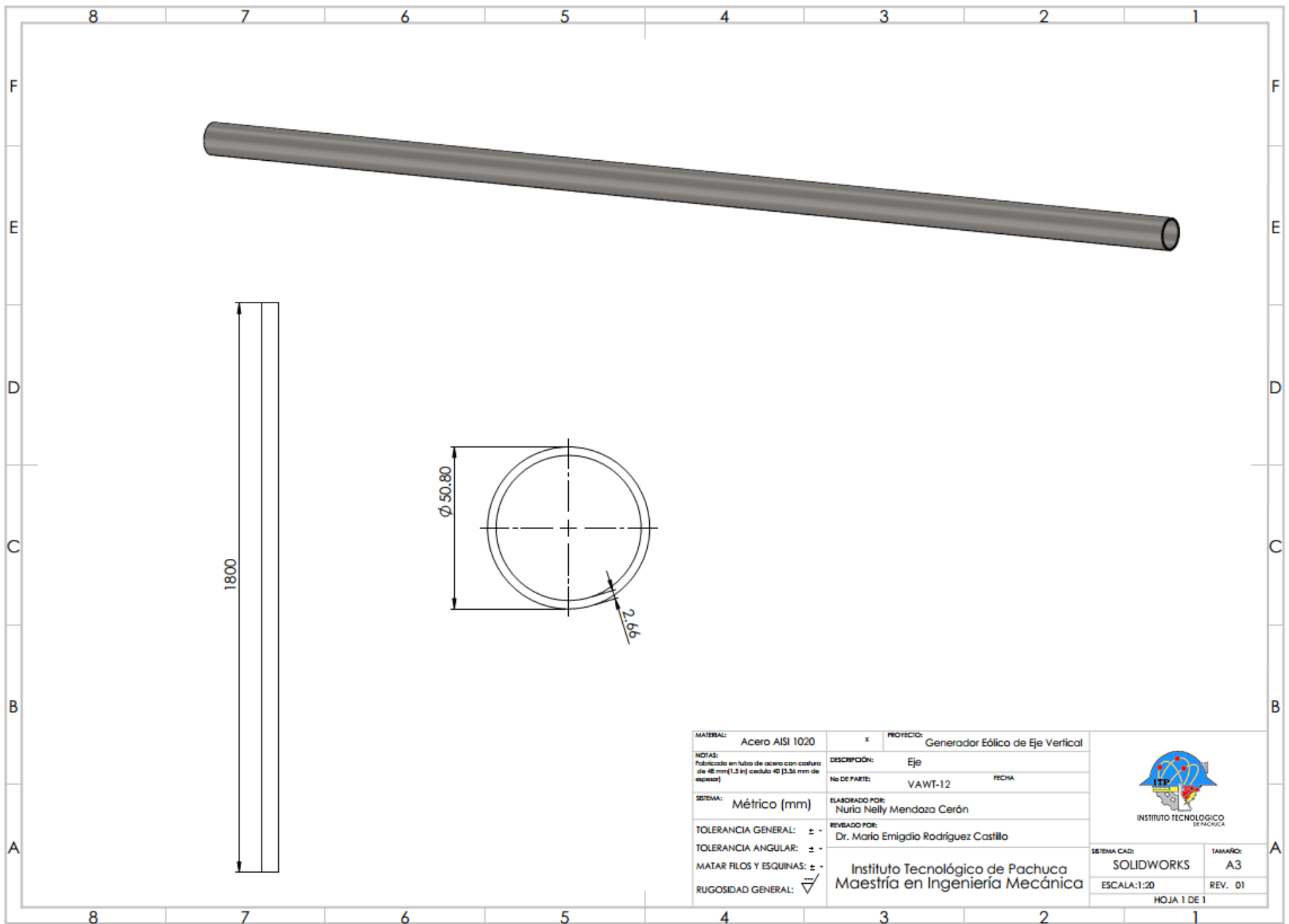
MATERIAL:	Acero AISI 1020	X	PROYECTO:	Generador Eólico de Eje Vertical
NOTAS:	Fabricado en lamina de acero de 7.93 mm (5/16 in) de espesor	DESCRIPCIÓN:	Disco superior	
SERIE:	Métrico (mm)	NO DE PARTE:	VAWT-10	FECHA
TOLERANCIA GENERAL:	± .	ELABORADO POR:	Nuria Nelly Mendoza Cerón	
TOLERANCIA ANGULAR:	± .	REVISADO POR:	Dr. Mario Emigdio Rodríguez Castillo	
MATAR FILOS Y ESQUINAS:	± .	Instituto Tecnológico de Pachuca Maestría en Ingeniería Mecánica		
RUGOSIDAD GENERAL:	√			



SISTEMA CAD:	SOLIDWORKS	TAMAÑO:	A3
ESCALA:	1:5	REV.	01
HOJA 1 DE 1			

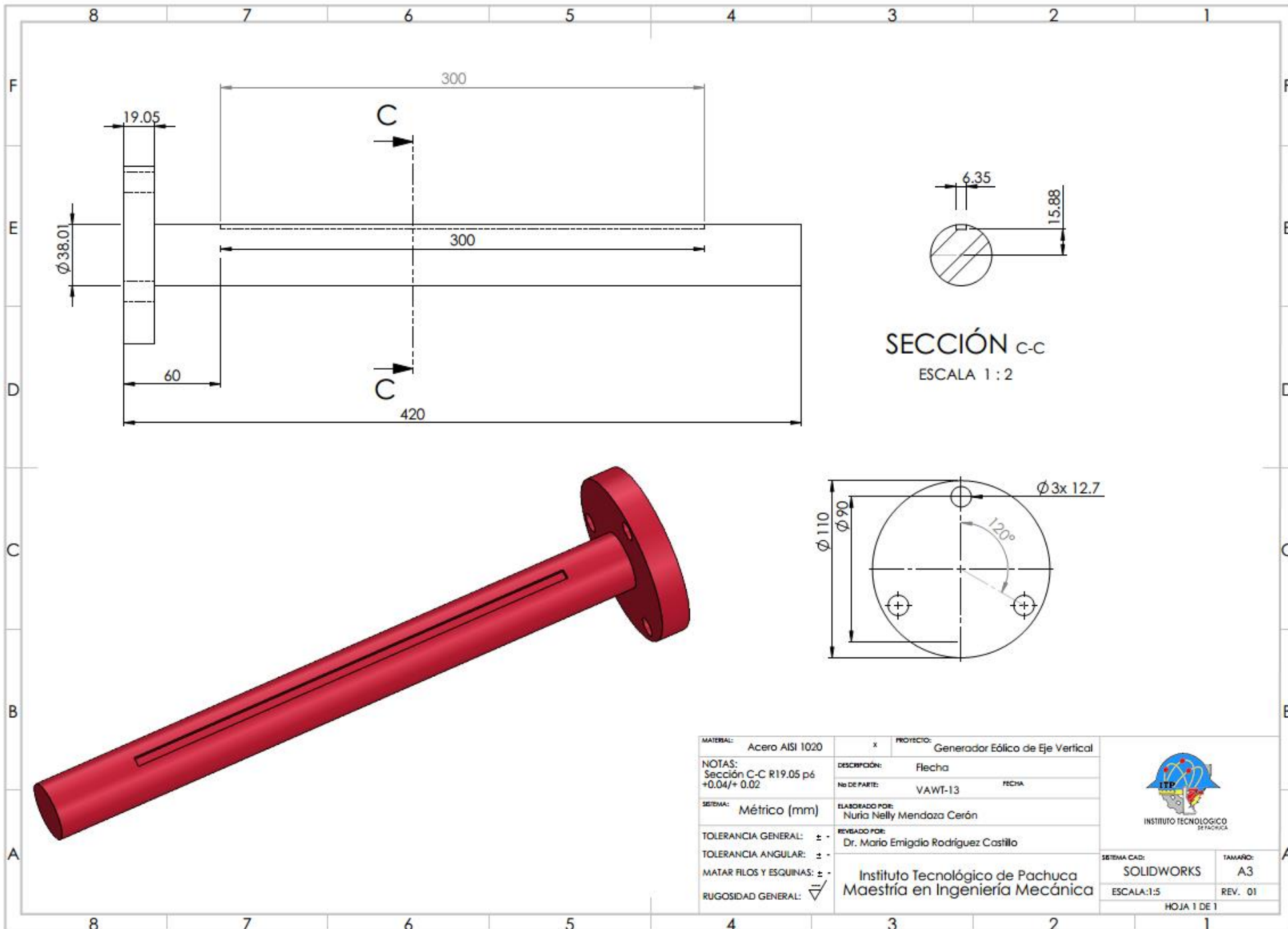


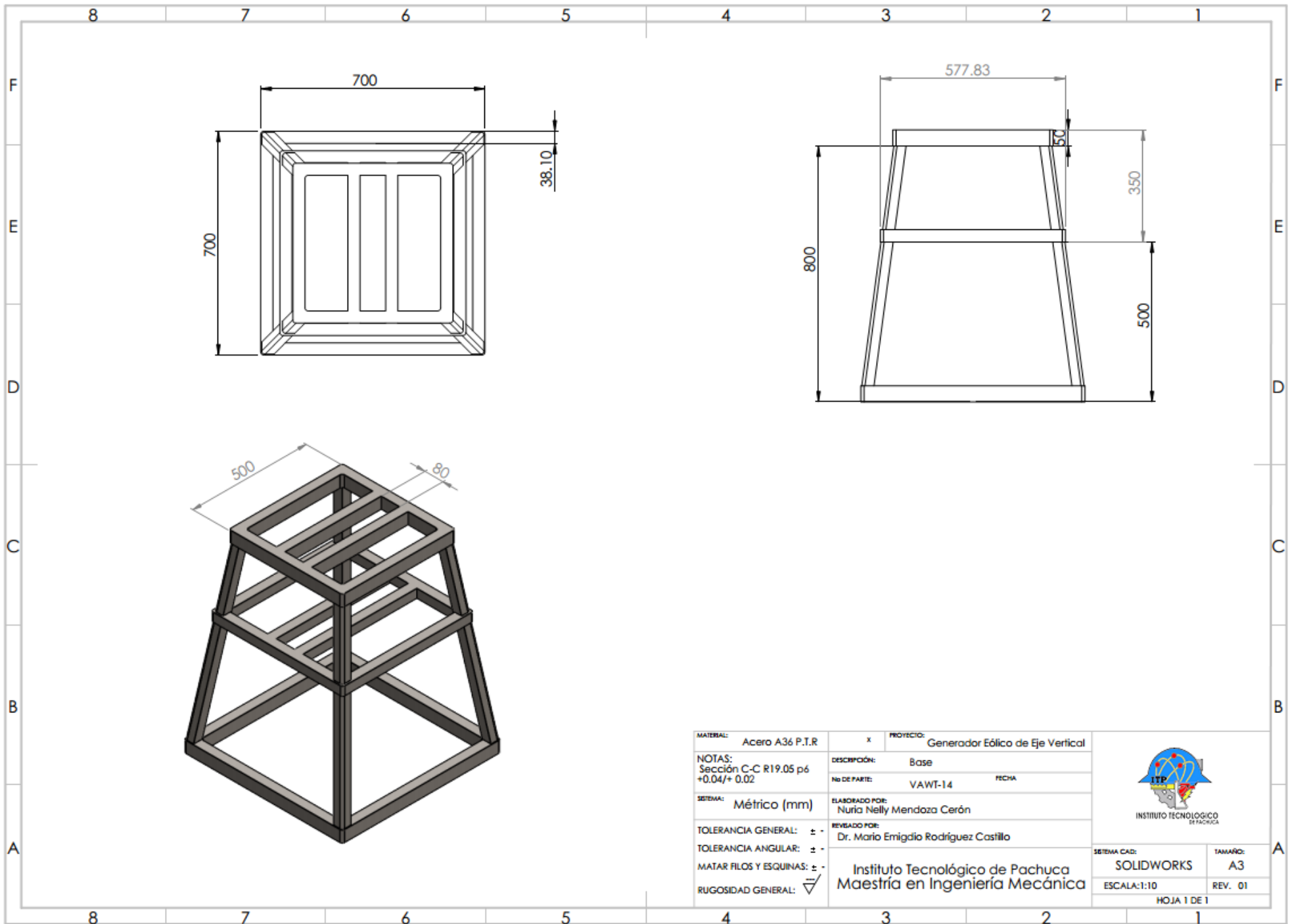
MATERIAL:	Acero AISI 1020	X	PROYECTO:	Generador Eólico de Eje Vertical
NOTAS:	Fabricado en lamina de acero de 7.93 mm (5/16 in) de espesor		DESCRIPCIÓN:	Disco inferior
			No DE PARTE:	VAWT-11
			FECHA:	
SISTEMA:	Métrico (mm)		ELABORADO POR:	Nuria Nelly Mendoza Cerón
TOLERANCIA GENERAL:	±		REVISADO POR:	Dr. Mario Emigdio Rodríguez Castillo
TOLERANCIA ANGULAR:	±			
MATAR FILOS Y ESQUINAS:	±			
RUGOSIDAD GENERAL:	▽			
			 INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA	
			SISTEMA CAD:	TAMAÑO:
			SOLIDWORKS	A3
			ESCALA:1:5	REV. 01
			HOJA 1 DE 1	




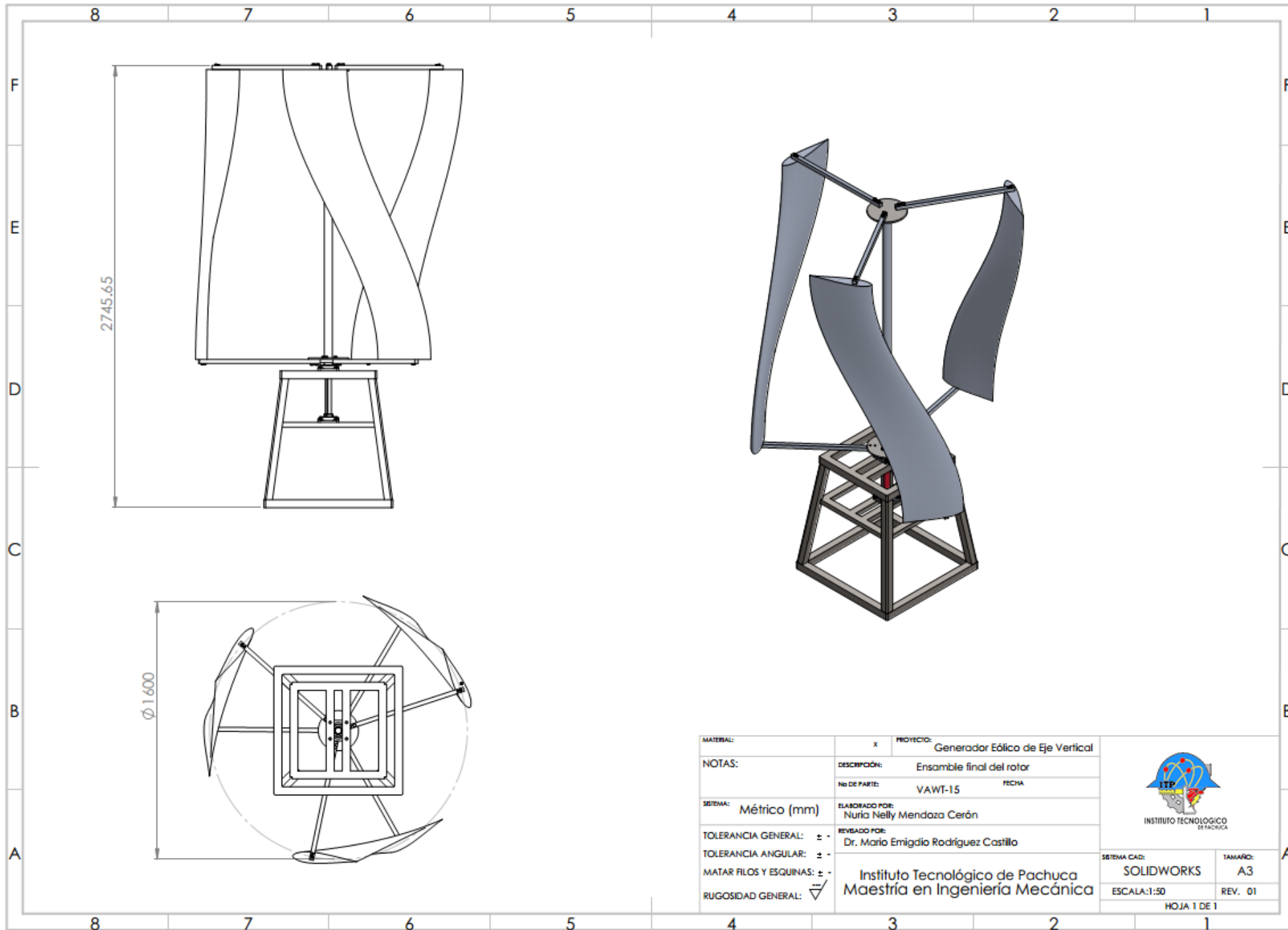
MATERIAL:	Acero AISI 1020	x	PROYECTO:	Generador Eólico de Eje Vertical
NOTAS:	Fabricado en tubo de acero con costura de 48 mm (1.5 in) cada 40 (3.56 mm de espesor)	DESCRIPCIÓN:	Eje	
SISTEMA:	Métrico (mm)	No DE PARTE:	VAWT-12	FECHA
TOLERANCIA GENERAL:	± .	ELABORADO POR:	Nuria Nelly Mendoza Cerón	
TOLERANCIA ANGULAR:	± .	REVISADO POR:	Dr. Mario Emigdio Rodríguez Castillo	
MATAR FILOS Y ESQUINAS:	± .	Instituto Tecnológico de Pachuca Maestría en Ingeniería Mecánica		
RUGOSIDAD GENERAL:	√			
		SISTEMA CAD:	SOLIDWORKS	TAMAÑO:
		ESCALA:	1:20	REV. 01
		HOJA 1 DE 1		








MATERIAL: Acero A36 P.T.R	x	PROYECTO: Generador Eólico de Eje Vertical	 INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA		
NOTAS: Sección C-C R19.05 p6 +0.04/+ 0.02	DESCRIPCIÓN: Base	No DE PARTE: VAWT-14		FECHA:	
SISTEMA: Métrico (mm)	ELABORADO POR: Nuria Nelly Mendoza Cerón				
TOLERANCIA GENERAL: ±	REVISADO POR: Dr. Mario Emigdio Rodríguez Castillo				
TOLERANCIA ANGULAR: ±	Instituto Tecnológico de Pachuca Maestría en Ingeniería Mecánica				
MATAR FILOS Y ESQUINAS: ±				SISTEMA CAD: SOLIDWORKS	TAMAÑO: A3
RUGOSIDAD GENERAL: √				ESCALA: 1:10	REV. 01
			HOJA 1 DE 1		



MATERIAL:	X	PROYECTO:	Generador Eólico de Eje Vertical	 INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA				
NOTAS:	DESCRIPCIÓN:	Ensamble final del rotor						
	Nº DE PARTE:	VAWT-15	FECHA					
SISTEMA:	ELABORADO POR:	Nuria Nelly Mendoza Cerón						
TOLERANCIA GENERAL:	±	REVISADO POR:	Dr. Mario Emigdio Rodríguez Castillo	SISTEMA CAD:	SOLIDWORKS			
TOLERANCIA ANGULAR:	±	Instituto Tecnológico de Pachuca Maestría en Ingeniería Mecánica			TAMAÑO:	A3		
MATAR FILOS Y ESQUINAS:	±				ESCALA:	1:50	REV.	01
RUGOSIDAD GENERAL:	✓				HOJA 1 DE 1			